



Sprawozdanie Zarządu Energi SA z działalności Grupy Kapitałowej Energa w I półroczu 2022 roku

Gdańsk, dnia 4 sierpnia 2022 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 2022 roku i po dniu bilansowym	8
2.3.	Działalność Badawczo-Rozwojowa i Innowacyjna	12
2.4.	Nakłady inwestycyjne i realizacja kluczowych projektów	13
2.5.	Nagrody i wyróżnienia	15
3.	OTOCZENIE REGULACYJNO-BIZNESOWE	18
3.1.	Rynek energii elektrycznej w Polsce	18
3.2.	Otoczenie regulacyjne	22
3.3.	Czynniki wpływu na wyniki Grupy Energa w perspektywie co najmniej jednego kwartału	26
4.	SYTUACJA FINANSOWO-MAJATKOWA GRUPY ENERGA.....	28
4.1.	Zasady sporządzenia półrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	28
4.2.	Omówienie wielkości ekonomiczno-finansowych ujawnionych w półrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym ..	28
4.3.	Charakterystyka struktury aktywów i pasywów skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji	34
4.4.	Opis istotnych pozycji pozabilansowych	35
4.5.	Prognozy wyników finansowych	35
5.	DZIAŁALNOŚĆ SEGMENTÓW GRUPY ENERGA.....	37
5.1.	Linia Biznesowa Dystrybucja	37
5.1.1.	Działalność biznesowa i operacyjna	37
5.1.2.	Wyniki finansowe	38
5.2.	Linia Biznesowa Wytwarzanie	40
5.2.1.	Działalność biznesowa i operacyjna	40
5.2.2.	Wyniki finansowe	41
5.3.	Linia Biznesowa Sprzedaż	44
5.3.1.	Działalność biznesowa i operacyjna	44
5.3.2.	Wyniki finansowe	45
6.	ZARZĄDZANIE RYZYKIEM.....	49
6.1.	Zintegrowany System Zarządzania Ryzykiem w Grupie Energa	49
6.2.	Opis istotnych czynników i ryzyk	50
7.	AKCJE I AKCJONARIAT	59
7.1.	Struktura akcjonariatu Spółki Energa	59
7.2.	Notowania akcji Spółki na Gieldzie Papierów Wartościowych w Warszawie	59
7.3.	Oceny ratingowe.....	60
7.4.	Zestawienie stanu akcji w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących	60
8.	POZOSTAŁE INFORMACJE O GRUPIE	62
8.1.	Informacje o istotnych umowach i transakcjach	62
8.2.	Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej.....	66
8.3.	Sytuacja kadrowo-płacowa	75
OŚWIADCZENIE I INFORMACJA ZARZĄDU	77	
Spis tabel	78	
Spis rysunków	78	
Słownik skrótów i pojęć.....	79	

1. PODSUMOWANIE

GRUPA ENERGA W I PÓŁROCZU 2022 ROKU



Jedna z wiodących grup energetycznych oraz niezawodny dostawca energii i usług dla 1/4 kraju, z 36% udziałem produkcji z OZE w produkcji własnej.

Wyniki finansowe

Przychody	EBITDA	Marża EBITDA
9 517 mln zł	2 018 mln zł	21,2%

Odnawialne źródła energii

Moc zainstalowana	Produkcja OZE	
543 MWe	827 GWh	

Dane operacyjne





Wolumen dostarczonej energii	Produkcja ee brutto	Sprzedaż detaliczna ee
11,9 TWh	2,3 TWh	9,0 TWh

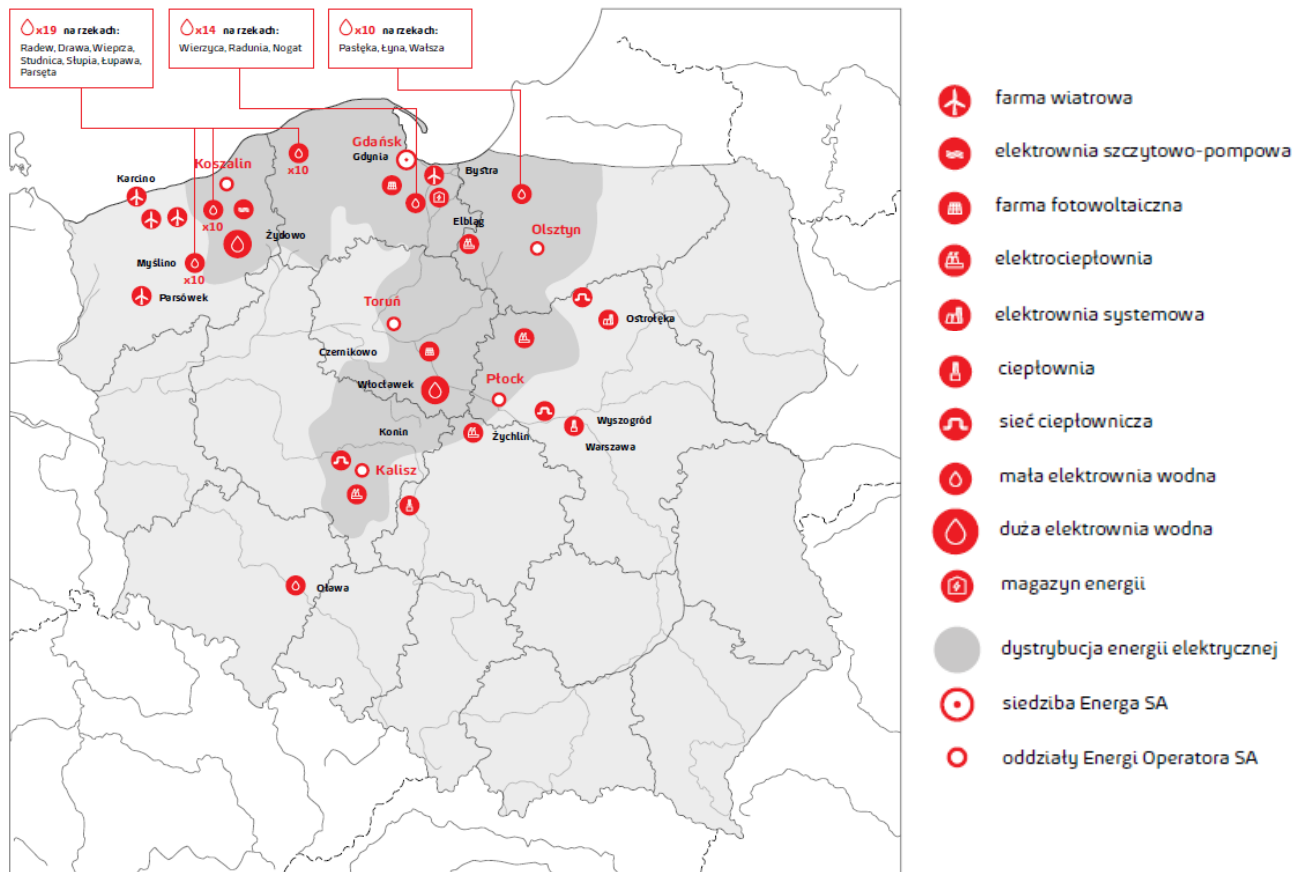
Niezbędnik inwestora*

Kapitalizacja	Cena akcji	Rating Fitch	Rating Moody's
2,8 mld zł	6,60 zł	BBB-	Baa2

* Stan na 30 czerwca 2022 roku

Kluczowe zasoby

Sieć dystrybucji	Moc zainstalowana	Liczba klientów	Liczba pracowników
194 tys. km 	1,39 GWe z czego 39% stanowią OZE 	Dystrybucja: 3,3 mln Sprzedaż 3,2 mln 	8,9 tys. 



Kluczowe Linie Biznesowe

Dystrybucja	Wytwarzanie	Sprzedaż
		
EBITDA: 1 277 mln zł	EBITDA: 453 mln zł	EBITDA: 307 mln zł

Inwestycje

935 mln zł	Nowoprzyłączeni klienci	Modernizacja linii WN, SN i nN	Nowe źródła OZE
Z czego Dystrybucja: 664 mln zł	33 tys.	1 446 km	635 MW



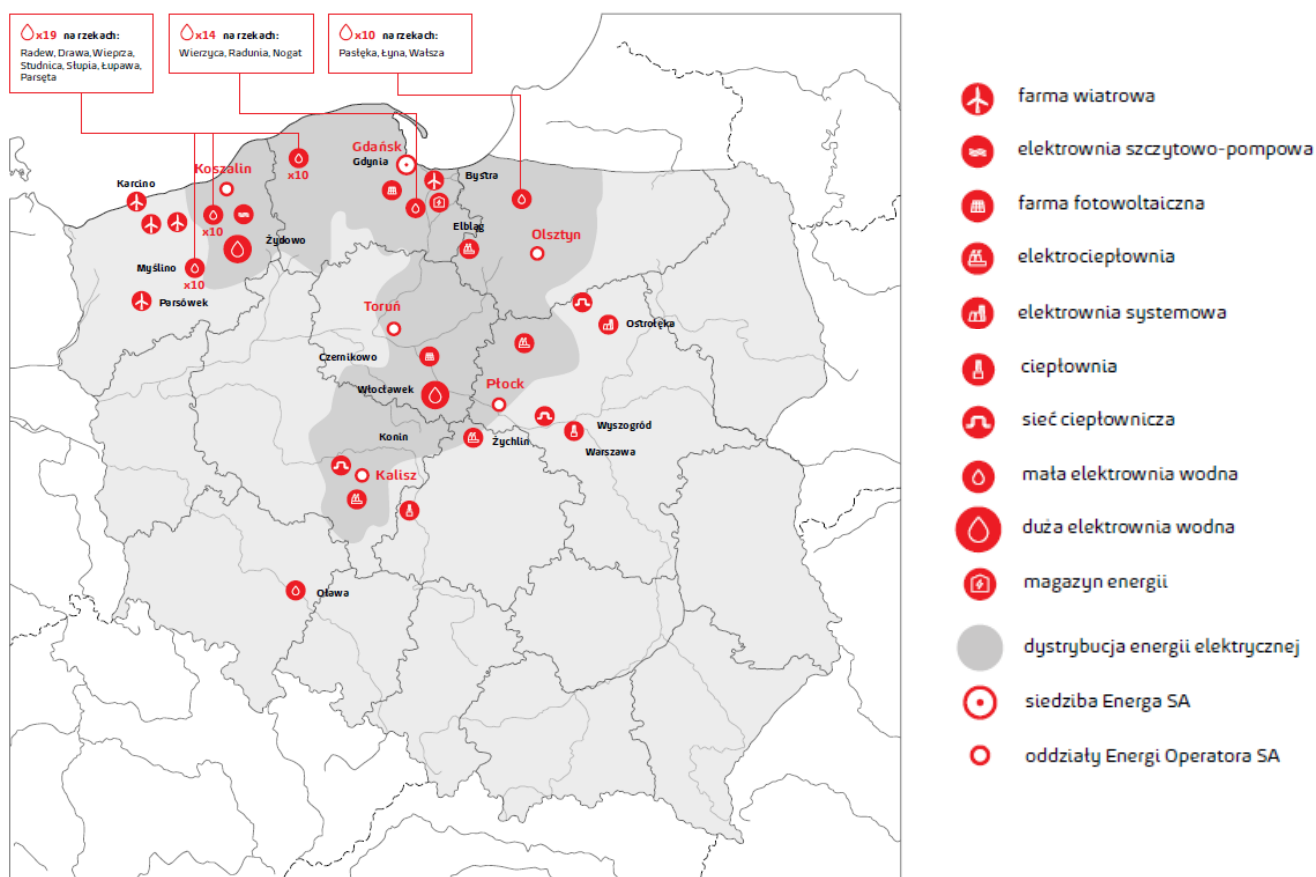
Elektrownia Wodna Żelkovo

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. 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 3,1 mln stanowią klienci z umowami kompleksowymi, a 178 tys. to klienci TPA (ang. Third Party Access). Na koniec czerwca 2022 roku łączna długość linii energetycznych eksploatowanych przez Grupę wynosiła ponad 194 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 2022 roku około 1,4 GW. Podmiotem wiodącym tej Linii Biznesowej jest spółka Energa Wytwarzanie SA (poprzednia nazwa tej spółki to Energa OZE SA). W I półroczu 2022 roku Grupa wytworzyła ok. 2,3 TWh energii elektrycznej brutto, z czego 62% pochodziło z węgla kamiennego, 23% z wody, 13% z wiatru, 1% z biomasy oraz niewielka ilość z fotowoltaiki. Grupa Energa swoją wysoką pozycję pod względem udziału energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych w energii wytworzonej ogółem zawdzięcza głównie produkcji energii w hydroelektrowniach i elektrowniach wiatrowych. Zielona energia powstaje w 46 elektrowniach wodnych, 6 farmach wiatrowych, a także w instalacjach spalających biomasę (m.in. w spółce Energa Kogeneracja) oraz posiadanych przez Grupę instalacjach fotowoltaicznych.

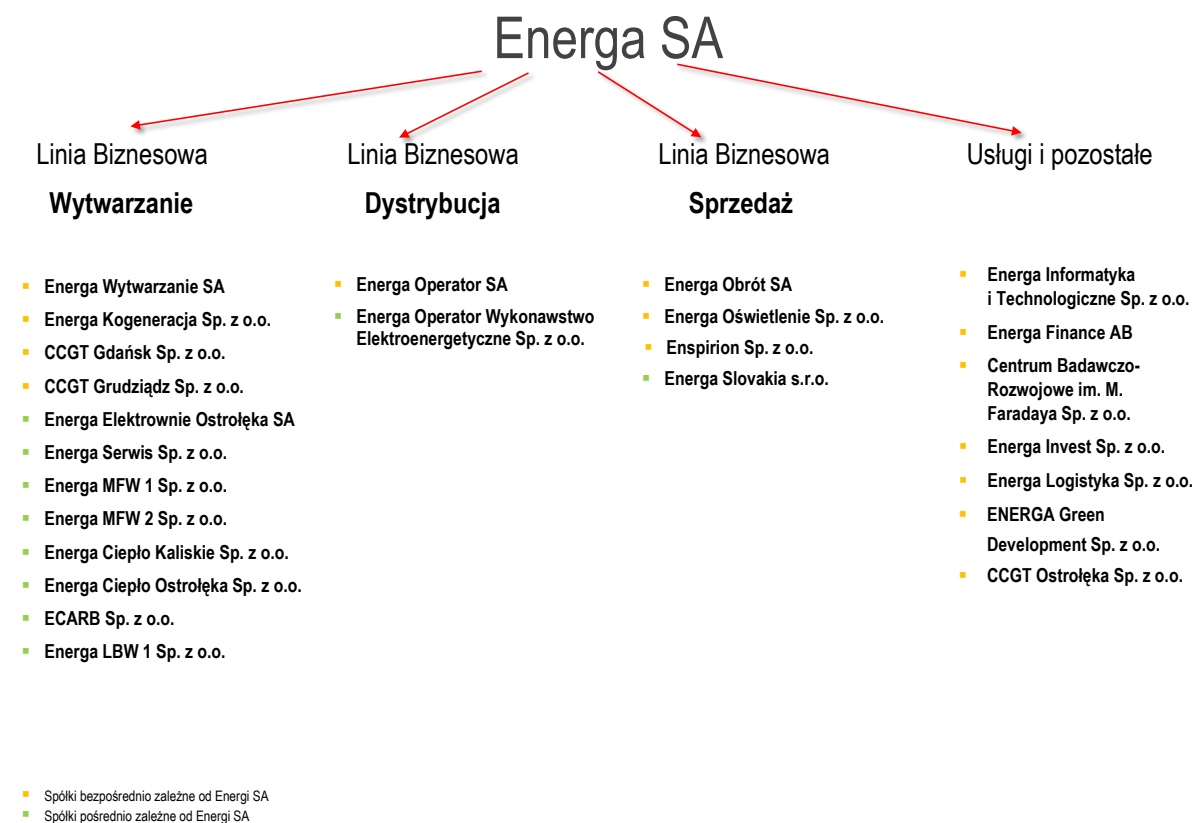
Linia Biznesowa Sprzedaż, której podmiotem wiodącym jest Energa Obrót SA, prowadzi sprzedaż energii elektrycznej, gazu i dodatkowych usług do wszystkich segmentów klientów. Na koniec I półroczu 2022 roku Grupa Energa obsługiwała około 3,2

mln odbiorców, z czego 2,9 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 2022 roku w skład Grupy Energa, łącznie z podmiotem dominującym – spółką Energa SA („Energa”, „Spółka”, „Emitent”) wchodziło 26 spółek.

Rysunek 2: Uproszczony schemat struktury organizacyjnej Grupy Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2022 roku



Dodatkowo na dzień 30 czerwca 2022 roku Grupa posiada udziały we wspólnych przedsięwzięciach - Polska Grupa Górnicza S.A. („PGG”), Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. (dawniej Elektrownia Ostrołęka SA) oraz w jednostkach stowarzyszonych – Polimex-Mostostal S.A. („Polimex”) i ElectroMobility Poland S.A.

Ważniejsze zmiany w strukturze i organizacji Grupy

Utworzenie spółki Energa LBW 1 Sp. z o.o.

Spółka została zarejestrowana w KRS w dniu 20 czerwca 2022 roku. 100% udziałów w tej spółce posiada Energa Wytwarzanie SA. Energa LBW 1 Sp. z o.o. została utworzona w związku z planem podziału spółki ECARB Sp. z o.o. polegającym na przeniesieniu części majątku ECARB Sp. z o.o. w postaci akcji PGG na Energa LBW 1 Sp. z o.o. w zamian za udziały, które Energa LBW 1 Sp. z o.o. wyda jednemu wspólnikowi ECARB Sp. z o.o, tj. Energa Wytwarzanie SA.

Zmiana nazwy spółki zależnej

W związku z dokonaną w dniu 25 maja 2022 roku rejestracją w KRS, Spółka Energa OZE S.A. działa obecnie pod firmą Energa Wytwarzanie S.A.

2.2. Najważniejsze zdarzenia w I półroczu 2022 roku i po dniu bilansowym

2.2.1. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego

Utrzymanie ratingu Energi SA przez agencję Fitch Ratings

20 stycznia 2022 roku agencja ratingowa Fitch Ratings („Agencja”, „Fitch”) potwierdziła długoterminowe oceny ratingowe w walucie obcej i krajowej dla Spółki jako emitenta na poziomie „BBB-”, z obecnością na liście obserwacyjnej ze wskazaniem pozytywnym („Rating Watch Positive”), ocenę na poziomie „BBB-”, dla wyemitowanych przez spółkę zależną Energa Finance AB (publ) obligacji, a także ocenę na poziomie „BB” dla wyemitowanych przez Energe SA obligacji hybrydowych (więcej informacji zostało przedstawionych w rozdziale 6.3. *Oceny ratingowe*).

Rozwiązanie umowy mocowej zawartej przez spółkę Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o.

31 stycznia 2022 roku Emitent powziął informację od spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. („Spółka zależna”) o rozwiązaniu przez Spółkę zależną z tym samym dniem umowy realizującej obowiązek mocy zakontraktowany przez Spółkę zależną w wyniku rozstrzygnięcia aukcji rynku mocy na rok 2023. Zgodnie z postanowieniami art. 47b ust 3 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 roku o rynku mocy („Ustawa”), umowa mocowa ulega rozwiązaniu z chwilą wskazania operatorowi - spółce Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. - umów mocowych spełniających kryteria określone w Ustawie. Spółka zależna wskazała PSE dwie umowy mocowe spełniające kryteria określone w Ustawie zawarte przez spółkę CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. oraz CCGT Grudziądz Sp. z o.o. jako umowy, o których mowa w art. 47b ust. 3 pkt 1) i 2) Ustawy. Skutkiem wskazania ww. umów mocowych jest zwolnienie wniesionego przez Spółkę zależną zabezpieczenia finansowego w wysokości 36,6 mln zł oraz umorzenie kar umownych, gdyby stały się one należne. Na dzień rozwiązania ww. umowy mocowej żadne kary umowne na jej podstawie nie zostały naliczone, a Emitent nie zawiązywał rezerw na ewentualność naliczenia takich kar. Rozwiązanie umowy mocowej jest konsekwencją zmiany źródła zasilania z węglowego na gazowe w projekcie budowy i eksploatacji nowej elektrowni w Ostrołęce.

Wydanie polecenia rozpoczęcia prac związanych z budową elektrowni gazowo-parowej (CCGT) w Ostrołęce

W dniu 24 marca 2022 roku spółka CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. wydała tzw. Polecenie Rozpoczęcia (polecenie rozpoczęcia prac, ang. NTP – notice to proceed) dla generalnego wykonawcy – GE Power Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie oraz General Electric Global Services GmbH, z siedzibą w Baden, Szwajcaria (działającej przez oddział w Polsce) – związane z budową elektrowni gazowo-parowej (CCGT) o mocy 745 MWe netto w Ostrołęce.

Zmiany w Radzie Nadzorczej Energa SA

W dniu 20 stycznia 2022 roku akcjonariusz większościowy Energa SA, PKN ORLEN S.A. („PKN ORLEN”), złożył oświadczenie o powołaniu z dniem 1 lutego 2022 roku do Rady Nadzorczej Spółki VI wspólnej kadencji Pana Jarosława Piotra Dybowskiego.

W dniu 24 lutego 2022 roku akcjonariusz większościowy Spółki, PKN ORLEN, złożył oświadczenie o powołaniu z dniem 1 marca 2022 roku do Rady Nadzorczej Spółki VI wspólnej kadencji Pani Barbary Hajdas.

Pani Barbara Hajdas złożyła oświadczenie o rezygnacji z końcem dnia 27 marca 2022 roku z członkostwa w Radzie Nadzorczej.

19 kwietnia 2022 roku akcjonariusz większościowy Spółki, PKN ORLEN, złożył oświadczenie o powołaniu z dniem 20 kwietnia 2022 roku do Rady Nadzorczej Spółki VI wspólnej kadencji Pana Daniela Obajtki. Pan Daniel Obajtek pełni funkcję w Radzie Nadzorczej Spółki bez wynagrodzenia.

Pani Agnieszka Żyro dnia 20 kwietnia 2022 roku złożyła oświadczenie o rezygnacji z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej Spółki z upływem dnia 21 kwietnia 2022 roku.

22 kwietnia 2022 roku akcjonariusz większościowy Spółki, PKN ORLEN, złożył oświadczenie o powołaniu z dniem 26 kwietnia 2022 roku do Rady Nadzorczej Spółki VI wspólnej kadencji Pani Iwony Waksmundzkiej-Olejniczak.

13 maja 2022 roku Pan Trajan Szuladziński złożył rezygnację z członkostwa w Radzie Nadzorczej Spółki.

20 maja 2022 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki podjęło uchwałę o powołaniu do Rady Nadzorczej Spółki VI wspólnej kadencji Pani Barbary Hajdas.

Zmiany w Zarządzie Energa SA

W dniu 30 marca 2022 roku Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę o powołaniu do Zarządu Spółki na nową wspólną VII kadencję następujących osób:

- Pani Iwony Waksmundzkiej-Olejniczak na stanowisko Prezesa Zarządu,
- Pana Michała Perlika na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych,
- Pani Adrianny Sikorskiej na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Komunikacji,
- Pana Janusza Szurskiego na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Korporacyjnych,
- Pana Dominika Wadeckiego na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych.

Powołanie wyżej wymienionych osób do Zarządu Energa SA VII kadencji nastąpiło w dniu następnym po dniu odbycia Walnego Zgromadzenia Spółki zatwierdzającego sprawozdanie finansowe Spółki za rok obrotowy 2021, czyli 21 maja 2022 roku.

W dniu 7 kwietnia 2022 roku Pani Iwona Waksmundzka-Olejniczak złożyła oświadczenie o rezygnacji z funkcji Prezesa Zarządu Spółki oraz członkostwa w Zarządzie Spółki ze skutkiem na koniec dnia 8 kwietnia 2022 roku. Powodem złożonej rezygnacji było powołanie Pani Iwony Waksmundzkiej-Olejniczak na Prezesa Zarządu spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

W dniu 19 kwietnia 2022 roku Pan Marek Kasicki złożył oświadczenie o rezygnacji z funkcji Wiceprezesa Zarządu Spółki ds. Finansowych oraz członkostwa w Zarządzie Spółki ze skutkiem na koniec dnia 22 kwietnia 2022 roku.

Rada Nadzorcza Spółki w dniu 21 kwietnia 2022 roku postanowiła delegować Członka Rady Nadzorczej Spółki Pana Daniela Obajtka do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu Spółki VI kadencji oraz VII kadencji (która rozpoczęła się od dnia następnego po dniu odbycia Walnego Zgromadzenia Energa SA zatwierdzającego sprawozdanie finansowe Spółki za rok obrotowy 2021, czyli od 21 maja 2022 roku) na okres od dnia 21 kwietnia 2022 roku do dnia 21 lipca 2022 roku. Pan Daniel Obajtek wykonuje czynności Prezesa Zarządu Spółki bez pobierania wynagrodzenia.

W dniu 25 kwietnia 2022 roku Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę o powołaniu z dniem 26 kwietnia 2022 roku do Zarządu Spółki VI kadencji Pana Michała Perlika, powierzając mu funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych.

Zakończenie procesu rozliczenia Projektu Węglowego z generalnym wykonawcą w ramach kontraktu dotyczącego budowy Elektrowni Ostrołęka „C”

W dniu 1 kwietnia 2022 roku Zarząd Energa SA otrzymał informację od spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. („EO”) o zakończeniu rozliczenia w dniu 31 marca 2022 roku, zgodnie z zawartym porozumieniem Projektu Węglowego w ramach kontraktu dotyczącego budowy Elektrowni Ostrołęka „C” z generalnym wykonawcą – konsorcjum GE Power sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie i GE Steam Power Systems S.A.S. z siedzibą w Boulogne-Billancourt, Francja. Ostateczna wartość należności wynikająca z dokonanego rozliczenia wyniosła 958 mln zł netto i w związku tym suma należna generalnemu wykonawcy, wynikająca z różnicy między powyższą wartością a sumami już uiszczonymi, została już w całości przez EO zapłacona. Tym samym zakończył się proces rozliczenia Projektu Węglowego z generalnym wykonawcą. Koszty poniesione przez Emitenta w związku z rozliczeniem prac generalnego wykonawcy wyniosły 50% ww. kwoty, czyli 479 mln zł netto (taka sama kwota przypadła na Enea S.A.). W związku z powyższym Emitent zidentyfikował możliwość dalszego rozwiązania rezerwy - do poziomu około 16 mln zł - utworzonej pierwotnie w 2020 roku w kwocie 218 mln zł na finansowanie EO dla celów rozliczenia Projektu Węglowego. Wpływ tego zdarzenia na skonsolidowany zysk netto Grupy Energa oraz jednostkowy zysk netto Energa SA za 2022 rok wyniósł około 30 mln zł (jako efekt obniżenia ww. rezerwy z poziomu 46 mln zł na koniec 2021 roku). Jest to zdarzenie o charakterze niegotówkowym, powiększającym wynik netto bez wpływu na wynik EBITDA.

Rekomendacja Zarządu SA ws. podziału zysku netto Spółki za 2021 rok

8 kwietnia 2022 roku Zarząd Spółki podjął decyzję, iż zarekomenduje Walnemu Zgromadzeniu Energa SA („WZ”) przeznaczenie zysku netto Spółki za 2021 rok w wysokości 210 mln zł w całości na kapitał rezerwowy. 21 kwietnia 2022 roku Rada Nadzorcza Spółki pozytywnie oceniła wniosek Zarządu Spółki do WZ w sprawie przeznaczenia zysku netto Spółki za 2021 rok w całości na kapitał rezerwowy. Wniosek Zarządu wraz z oceną Rady Nadzorczej został przedłożony WZ, które podjęło decyzję w przedmiocie podziału zysku netto Spółki za 2021 rok zgodnie z rekomendacją Zarządu Spółki.

Oddalenie powództwa o uchylenie uchwały Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Energa SA w sprawie wycofania akcji Spółki z obrotu na rynku regulowanym

W dniu 11 maja 2022 roku Spółka powzięła informację o wydaniu tego samego dnia przez Sąd Okręgowy w Gdańsku, IX Wydział Gospodarczy, wyroku oddalającego powództwo akcjonariuszy Spółki (o którym Spółka informowała w raporcie bieżącym nr 80/2020 z 9 grudnia 2020 roku) o uchylenie uchwały nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 29 października 2020 roku w sprawie wycofania z obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. 269.139.114 akcji Spółki zwykłych na okaziciela serii AA i oznaczonych w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych S.A. kodem ISIN PLENERG00022. Wyrok nie jest prawomocny.

Podpisanie umowy z generalnym wykonawcą budowy elektrowni CCGT w Grudziądzu

W dniu 18 maja 2022 roku spółka CCGT Grudziądz Sp. z o.o. podpisała z generalnym wykonawcą - konsorcjum firm Siemens Energy Global GmbH & Co KG, Siemens Energy Sp. z o.o. oraz Mytilineos S.A. - umowę dotyczącą zaprojektowania i budowy w Grudziądzu elektrowni gazowo-parowej (CCGT) o mocy 563 MWe netto za szacunkową kwotę ok. 2 mld zł.

Planowana elektrownia zostanie przez generalnego wykonawcę zaprojektowana i wykonana jako jednostka jednowałowa: z jedną turbiną gazową, kotłem odzyskowym, turbozespołem parowym kondensacyjnym i chłodnią wentylatorową mokrą. Projekt realizowany będzie w formule "pod klucz", obejmującej realizację wszystkich prac, w tym m.in. zaprojektowanie, uzyskanie w imieniu zamawiającego wybranych decyzji administracyjnych, dostawy, roboty budowlane, montaż, szkolenie personelu, rozruch, ruch próbny, przekazanie elektrowni do eksploatacji oraz świadczenie usług gwarancyjnych w okresie następującym po oddaniu elektrowni do eksploatacji. Harmonogram realizacji tego projektu przewiduje rozpoczęcie prac budowlanych w 2022 roku, natomiast oddanie elektrowni do eksploatacji w 2025 roku.

Jednocześnie CCGT Grudziądz Sp. z o.o. poinformowała, że w powiązaniu z ww. umową zawarta została pomiędzy tą spółką a Siemens Energy Sp. z o.o. długoterminowa umowa o świadczenie usług serwisowych elektrowni CCGT w Grudziądzu (w terminie do maksymalnie 20 lat od daty przekazania elektrowni do eksploatacji).

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 (węgiel i gaz) 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 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

podjmuje 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. Może to wpłynąć na wzrost kosztów finansowania, a w konsekwencji na pogorszenie sytuacji finansowej Spółki oraz innych przedsiębiorstw i klientów w Polsce, co może spowodować spadek dyscypliny płatniczej klientów,
- 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,
- ryzyko ograniczenia dostępu do zewnętrznych źródeł finansowania lub pogorszenia ich warunków.

Grupa nie identyfikuje natomiast bezpośredniego wpływu wojny w Ukrainie na wyniki finansowe osiągnięte w I półroczu 2022 roku.

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

2.2.2. Istotne zdarzenia po dniu bilansowym

Zmiany w Radzie Nadzorczej i Zarządzie Energa SA

W dniu 12 lipca 2022 roku Pani Iwona Waksmundzka-Olejniczak złożyła oświadczenie o rezygnacji z tym samym dniem z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej Spółki.

W dniu 19 lipca 2022 roku Rada Nadzorcza Spółki delegowała Pana Daniela Obajtka do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu Spółki VII kadencji na okres od dnia 22 lipca 2022 roku do dnia 31 sierpnia 2022 roku. Pan Daniel Obajtek wykonuje czynności Prezesa Zarządu Spółki bez pobierania wynagrodzenia.

Informacja o dokonaniu odpisów aktualizujących

W wyniku przeprowadzonych testów na utratę wartości aktywów trwałych Grupy Energa oraz utratę wartości udziałów w spółkach zależnych posiadanych przez Energa SA, które zostały przeprowadzone za II kwartał 2022 roku zgodnie z MSR 36, dokonane zostały odpisy aktualizujące wartość udziałów w spółce Energa Kogeneracja Sp. z o.o. oraz odpisy aktualizujące wartość posiadanych przez tę spółkę aktywów trwałych (Elektrociepłownia Elbląg, Elektrociepłownia Kalisz, Ciepłownia w Żychlinie). Łączny wpływ powyższych zdarzeń na skonsolidowany wynik netto Grupy Energa za pierwsze półrocze 2022 roku wyniósł -63 mln zł, a na jednostkowy wynik netto Energa SA -183 mln zł. Powyższe zdarzenia mają charakter niegotówkowy. Pogorszyły one wynik netto Grupy Energa i Energa SA (nie miały wpływu na wynik EBITDA).

Zawarcie warunkowej umowy sprzedaży akcji PGG

3 sierpnia 2022 roku zawarta została warunkowa umowa sprzedaży akcji Polskiej Grupy Górniczej S.A. („Warunkowa Umowa Sprzedaży”). Stronami sprzedającymi w Warunkowej Umowie Sprzedaży są: ECARB Sp. z o.o., PGNiG Termika S.A., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., ENEA S.A., Polski Fundusz Rozwoju S.A., Towarzystwo Finansowe Silesia Sp. z o.o. oraz WĘGŁOKOKS S.A., a stroną kupującą jest Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej („Skarb Państwa”).

Zgodnie z Warunkową Umową Sprzedaży, ECARB Sp. z o.o. dokona zbycia na rzecz Skarbu Państwa wszystkich posiadanych przez siebie akcji PGG, tj. 6.000.000 akcji zwykłych imiennych (stanowiących 15,32% kapitału zakładowego PGG), za łączną cenę 1 zł za wszystkie posiadane akcje. Wartość inwestycji w PGG w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Energa na dzień 30 czerwca 2022 roku wynosi zero zł, w związku z czym transakcja sprzedaży akcji PGG nie będzie miała istotnego wpływu na wynik netto Emitenta i Grupy Energa.

Przeniesienie prawa własności akcji PGG na Skarb Państwa nastąpi pod warunkiem nieskorzystania przez Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa („KOWR”) z przysługującego prawa pierwokupu, stosownie do treści art. 3a ust.1 Ustawy z dnia 11 kwietnia 2003 roku o kształtowaniu ustroju rolnego.

W wyniku zbycia akcji PGG Grupa Energa przestanie być właścicielem aktywów sektora wydobywania węgla kamiennego, co jest zgodne z realizacją jej celów strategicznych w zakresie dekarbonizacji.

2.3. Działalność Badawczo-Rozwojowa i Innowacyjna

W I półroczu 2022 roku spółki z Grupy Energa w obszarze Badań, Rozwoju i Innowacji (B+R+I) realizowały 19 projektów o łącznym budżecie nieco powyżej 245 mln zł. Plan budżetu realizowanych projektów w I półroczu 2022 roku wyniósł ponad 2,5 mln, a jego wykonanie w tym okresie wyniosło ponad 1,4 mln zł. Opisy wybranych projektów B+R+I podane zostały w punkcie 2.3.1. *Kluczowe projekty Grupy Energa realizowane w I półroczu 2022 roku.*

Ponadto, w drugim kwartale 2022 roku Energa SA przystąpiła do programu ORLEN Skylight Accelerator i zgłosiła do programu kilkanaście wyzwań technologicznych istotnych dla Grupy Energa. Program ORLEN Skylight Accelerator to pierwszy w Polsce korporacyjny program akceleracyjny dla autorów innowacyjnych rozwiązań technologicznych o międzynarodowym zasięgu. Program ten jest skierowany do innowacyjnych spółek z całego świata posiadających gotowe produkty i usługi, znajdujące się w końcowej fazie inkubacji (MVP). Jego celem jest wsparcie dalszego dynamicznego rozwoju obszarów biznesowych Grupy Kapitałowej ORLEN, w tym m.in.: produkcji petrochemicznej, energetyki czy sprzedaży detalicznej. W ramach Programu Grupa Energa w I półroczu 2022 r. wskazała wyzwania w obszarze zielonej transformacji oraz cyfrowej organizacji.

W strukturach Grupy Energa od 2017 roku funkcjonuje Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya Sp. z o. o., która to spółka kontynuowała rozpoczęty w 2021 roku projekt Budowy modułowej instalacji odwracalnych ogniw stałotlenkowych wytwarzających wodór (rSOC). Opis projektu rSOC przedstawiony został poniżej.

2.3.1. Kluczowe projekty Grupy Energa realizowane w I półroczu 2022 roku

SERENE

Projekt „Serene” rozpoczął się w sierpniu 2019 roku i realizowany jest przez spółkę Energa Operator SA. Celem projektu SERENE 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. W ramach projektu przeprowadzone zostanie badanie w trzech obszarach demonstracyjnych na terenie trzech krajów europejskich: Danii, Holandii i Polski (w gminie Przywidz). Badanie to dotyczy będzie analizy potencjału wykorzystania rozwiązań z obszaru V2G, DSR na obiektach przemysłowych, mobilnych magazynów energii w sieci niskiego napięcia oraz inteligentnych budynków zeroemisyjnych, do świadczenia usług OSD zwiększających elastyczność pracy sieci. Projekt uzyskał dofinansowanie z programu Komisji Europejskiej Horizon 2020 w grudniu 2020 roku. W 2022 roku uruchomiono transmisję danych pomiarowych do Systemów informatycznych Instytutu Maszyn Przepływowych, prowadzone były konsultacje w sprawie przyłączenia magazynu energii i ładowarki samochodów elektrycznych w Gminie Przywidz, jak również przeprowadzono wizję lokalną u mieszkańców Gminy Przywidz w celu zainstalowania u nich dodatkowych systemów pomiarowych oraz systemów do sterowania PV. W trzecim kwartale 2022 roku przygotowany zostanie proces inwestycyjny w zakresie wymiany stacji SN/nn na Stację Inteligentną. Projekt realizowany jest zgodnie z przyjętym harmonogramem, a jego zakończenie zaplanowane zostało na 30 czerwca 2025 roku.

rSOC

Projekt „rSOC” rozpoczął się w styczniu 2020 roku i realizowany jest przez Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya Sp. z o.o., które uzyskało dofinansowanie Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Jest to projekt budowy modułowej instalacji odwracalnych ogniw stałotlenkowych wytwarzających wodór, a jego celem jest opracowanie i konstrukcja układu wytwarzającego wodór z użyciem pary technicznej – power - to - gas (P2G), opartego na stosie stałotlenkowych ogniw elektrochemicznych (ang. SOC - solid oxide cell) pracujących w trybie elektrolizera, przewidzianego również do pracy w trybie odwracalnym (ang. rSOC - reversible solid oxide cell). Taka instalacja może być kluczowym elementem układów do magazynowania energii, z wykorzystaniem nadmiarowej energii, w szczególności pochodzącej z odnawialnych źródeł energii o niestabilnym charakterze pracy (energia wiatrowa, słoneczna), a ogniwa elektrotechniczne, pracujące w trybie odwracalnym (rSOC) umożliwią poprawę elastyczności pracy konwencjonalnych bloków energetycznych. W ramach projektu „rSOC”, w I półroczu 2022 roku przetestowana została instalacja technologiczna w warunkach laboratoryjnych, a na kolejne miesiące 2022 roku zaplanowane zostały testy instalacji przy elektrociepłowni w Elblągu. Projekt realizowany jest zgodnie z przyjętym harmonogramem. Planowany termin zakończenia projektu to 31 marca 2023 roku.

OneNet

Projekt „OneNet” rozpoczął się w listopadzie 2019 roku i jest realizowany przez Energa Operator SA. w zakresie testu świadczenia usług elastyczności na rzecz OSD i OSP, z wykorzystaniem platformy cyfrowej, gdzie usługi elastyczności

w zakresie bilansowania, zarządzania ograniczeniami i usługi pomocnicze w zakresie regulacji napięcia będą zamawiane i aktywowane w celu świadczenia usług dla OSP i OSD oraz optymalizacji zakresów inwestycji umożliwiających zapewnienie wysokiej jakości dostaw energii elektrycznej i rozwoju generacji rozproszonej. Celem projektu jest opracowanie nowych mechanizmów i modeli biznesowych dla nowych usług sieciowych zwiększających elastyczność sieci przesyłowej i dystrybucyjnej WN, SN i nn opracowanie nowej platformy w otwartym standardzie umożliwiającej zakup i sprzedaż usług sieciowych dla OSD i OSP przez uczestników rynku, zbudowanie obszaru demonstracyjnego do przeprowadzenia testów (m. in. pozyskanie klientów, integracja i rozbudowa systemów IT) oraz przebadanie potencjału wykorzystania usług sieciowych do poprawy efektywności i elastyczności sieci. W ramach projektu wyznaczono potencjalne obszary do świadczenia usług elastyczności, wykonano prace nad przygotowaniem biznesowych przypadków użycia oraz modelu architektury IT. Projekt realizowany jest w europejskim konsorcjum, dofinansowany z programu Horizon 2020, a jego łączne koszty (całe konsorcjum w zakresie kosztów bezpośrednich i pośrednich) wynoszą 28,07 mln EUR. W pierwszym półroczu 2022 roku w ramach projektu zrealizowane zostały w szczególności następujące prace: wytypowane zostały obszary sieci WN, SN oraz nn, na których prowadzone będą testy w ramach polskiej demonstracji, potwierdzono zakres usług i produktów elastyczności dla demo, przeprowadzono testy w środowisku testowym zakupu usług odciążenia sieci i regulacji napięcia w celu weryfikacji poprawności działania procesów biznesowych na platformie rynkowej, uruchomiono platformę rynkową w środowisku produkcyjnym i opracowano nową wersję planu testów w ramach polskiego demo, jak również opracowano modele sieci SN dla obszaru Puck i Przywidz.

Projekt realizowany jest zgodnie z przyjętym harmonogramem, a zakończenie projektu planowane jest na grudzień 2023 roku.

EUniversal

Projekt „EUniversal” rozpoczął się w czerwcu 2018 roku i jest realizowany przez Energa Operator SA 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 w zakresie badań oraz innowacji z unijnego programu Horizon 2020. Przedmiotowy projekt umożliwi wprowadzenie zmian w poborze lub produkcji energii, także tej wytwarzanej z odnawialnych źródeł, w celu wyeliminowania zagrożeń w pracy infrastruktury energetycznej. W ramach projektu opracowana zostanie m.in. nowa stacja transformatorowa SN/nn (średnie napięcie/niskie napięcie), która będzie monitorowała i sterowała pracą sieci niskich napięć. W pierwszym półroczu 2022 roku w projekcie kontynuowane były prace związane z przygotowaniem testów usług elastyczności, w ramach których odbyło się spotkanie z mieszkańcami Mławy, na którym pozyskano zgody 7 mieszkańców na udział w projekcie (zakładany cel to 5 zgód). Przeprowadzone zostały wstępne testy łączności z platformą Nodes, wytypowano lokalizacje inteligentnych stacji (FS) oraz uzgodniono ich projekty, po których nastąpi montaż i techniczny odbiór stacji, przewidziany na trzeci kwartał 2022 roku.

Projekt realizowany jest zgodnie z przyjętym harmonogramem, a termin zakończenia projektu zaplanowano na 30 września 2023 roku.

2.4. Nakłady inwestycyjne i realizacja kluczowych projektów

W ciągu pierwszych 6 miesięcy 2022 roku nakłady inwestycyjne w Grupie Energa wyniosły 935 mln zł i były na zbliżonym poziomie jak w analogicznym okresie roku poprzedniego. Inwestycje Linii Biznesowej Dystrybucja stanowiły 71% wszystkich nakładów poniesionych przez Grupę i wyniosły 664 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 50 mln zł, z czego istotny udział stanowiły zadania związane z rozwojem aktywów ciepłowniczych oraz nowymi mocami PV.

Natomiast w Linii Biznesowej Sprzedaż przeznaczono na inwestycje 21 mln zł, z czego najwięcej na prace związane z majątkiem oświetleniowym.

Z kolei w Linii Biznesowej Pozostałe poniesione nakłady dotyczyły przede wszystkim realizacji prac w projekcie budowy elektrowni gazowo-parowej w Ostrołęce.

Tabela 1: Stan realizacji programu inwestycyjnego za 6 miesięcy 2022 roku

Opis projektu	Nakłady inwestycyjne za 6 miesięcy 2022 roku (mln zł)
Linia Biznesowa Dystrybucja	664
Przyłączenie odbiorców i źródeł ee oraz związana z tym budowa nowych sieci	386
Modernizacja i odtworzenie istniejącego majątku związane z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc	189
Pozostałe nakłady inwestycyjne, kolizje i korekty	89
Linia Biznesowa Wytwarzanie	50
ENERGA Kogeneracja Kotły KRS 2x20MWt + 1x10MWt + SUW (Kalisz)	9
ENERGA Wytwarzanie Nowe moce wytwórcze	12
ENERGA Elektrownie Ostrołęka Modernizacja układu wody chłodzącej	2
Pozostałe inwestycje	27
Linia Biznesowa Sprzedaż	21
Nakłady inwestycyjne na majątek oświetleniowy	18
Pozostałe nakłady inwestycyjne	3
Pozostałe spółki, projekty i korekty	200
CCGT Ostrołęka	184
Pozostałe inwestycje	16
Razem	935

Program inwestycyjny w obszarze aktywów ciepłowniczych

W lokalizacji Elbląg zakończono budowę kotłowni rezerwowo-szczytowej o mocy 3x38 MWt. Oddanie do eksploatacji obiektu nastąpiło 20 kwietnia 2022 roku. Prowadzone są również prace przygotowawcze w zakresie zadania dot. budowy silników gazowych 3xSG10 – zawarta została umowa dotycząca zaprojektowania i realizacji rozbiórki pod przyszłe posadowienie silników.

W lokalizacji Kalisz realizowany jest kontrakt na budowę kotłowni rezerwowo-szczytowej oraz stacji uzdatniania wody. Wykonano fundamenty pod kotły oraz zakończono prefabrykację kotłów. Wybrano wykonawcę układu kogeneracyjnego opartego o silniki gazowe 2xSG10. Umowa weszła w życie z końcem czerwca 2022 roku.

W lokalizacji Ostrołęka prowadzone były prace w zakresie opracowania założeń dla nowego źródła ciepła (CHP Ostrołęka). W toku są prace związane ze sporządzaniem dokumentacji do uzyskania decyzji administracyjnych oraz do postępowania przetargowego na wybór generalnego wykonawcy inwestycji.

W pierwszym półroczu 2022 roku realizowane były także inwestycje rozwojowe i modernizacyjne w obszarze sieci ciepłowniczych.

Projekt budowy elektrowni CCGT Ostrołęka

Harmonogram projektu przewiduje oddanie do eksploatacji bloku CCGT w 2025 roku, a rozpoczęcie świadczenia usługi mocowej od 1 stycznia 2026 roku. W grudniu 2021 roku w wyniku aukcji głównej rynku mocy na 2026 rok CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. zawarła umowę mocową (obowiązek mocowy 695,951 MW) na okres 17 lat. W dniu 24 marca 2022 roku spółka CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. wydała tzw. Polecenie Rozpoczęcia dla generalnego wykonawcy – GE Power Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie oraz General Electric Global Services GmbH, z siedzibą w Baden, Szwajcaria (działającej przez oddział w Polsce) – związane z budową elektrowni gazowo-parowej (CCGT) o mocy 745 MWe netto w Ostrołęce. Trwa etap budowy.

Projekt budowy elektrowni CCGT Grudziądz

Harmonogram projektu przewiduje, że oddanie do eksploatacji bloku CCGT nastąpi w 2025 roku, a rozpoczęcie świadczenia usługi mocowej nastąpi od 1 stycznia 2026 roku. 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. Dnia 18 maja 2022 roku CCGT Grudziądz sp. z o.o. podpisała umowę z generalnym wykonawcą tej inwestycji - konsorcjum spółek z grupy Siemens oraz spółki Mytilineos. Dnia 24 czerwca 2022 roku spółka przekazała generalnemu wykonawcy teren budowy. Więcej informacji dotyczących projektu CCGT Grudziądz znajduje się w punkcie 2.2.1. *Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego.*

Projekt CCGT Gdańsk

Dnia 29 grudnia 2021 roku Energa, PKN ORLEN i Grupa LOTOS S.A. podpisały aneks do listu intencyjnego dot. analizy możliwości i ewentualnych warunków zrealizowania wspólnej inwestycji w zakresie budowy elektrowni gazowo-parowej w Gdańsku. List intencyjny wiąże strony do czasu zawarcia stosownych umów, nie później jednak niż do 31 grudnia 2022 roku.

Smart Grid

Projekt Smart Grid, który 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 jest także budowa magazynu energii, którego zadaniem będzie stabilizacja pracy systemu dystrybucyjnego w obszarze przyłączenia farmy fotowoltaicznej o mocy 4 MW w Czernikowie. Magazyn wykonany zostanie w technologii baterii litowo-jonowych i będzie dysponował mocą 1 MW oraz pojemnością 2 MWh. Aktualnie prowadzone są testy działania magazynu energii.

Projekt PV Gryf

Celem projektu jest budowa farmy fotowoltaicznej o mocy 19,83 MW. Zgodnie z ogłoszonymi 14 grudnia 2020 roku wynikami aukcji OZE spółka Energa OZE wygrała aukcję zwykłą dla instalacji. 30 grudnia 2020 roku spółka wydała NTP (polecenie rozpoczęcia prac). Farma powstaje w gminie Przykona, na terenach zrekultywowanych po kopalni odkrywkowej węgla brunatnego Adamów. Dnia 30 czerwca 2022 roku dokonano odbioru końcowego PV Gryf, przy czym planowana jest rozbudowa farmy o dodatkowe ok. 5,25 MW.

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. Dnia 17 grudnia 2021 roku wydana została decyzja o pozwoleniu na budowę dla inwestycji o mocy zainstalowanej do 65 MW. Pozyskano warunki przyłączenia dla instalacji.

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. Planowany termin zakończenia budowy 5 PV to trzeci kwartał 2022 roku. Rozbudowa nowych mocy zwiększy wskaźnik udziału odnawialnych źródeł w łącznej produkcji energii elektrycznej wszystkich aktywów Grupy Energa.

2.5. Nagrody i wyróżnienia

Ip.	Nazwa/tytuł wyróżnienia/nagrody	Opis - czego dotyczyła przyznana nagroda	Kiedy otrzymano nagrodę/wyróżnienie (miesiąc)	Spółka
1.	Mecenas Toruńskiego Sportu 2021	To już ósma edycja wydarzenia, organizowanego od 2013 roku z inicjatywy Prezydenta Miasta Torunia dla szczególnego uhonorowania tych, którzy wspierają samorząd w finansowaniu toruńskiego sportu.	Styczeń 2022 roku	Energa SA

2.	Tytuł Sponsora roku 2021	XIX Plebiscyt na „Sportowca Torunia 2021 roku”	Marzec 2022 roku	Energa SA
3.	Sierpieckie Orły 2022	Nagroda dla Dyrektora Generalnego Energa Operator SA Oddział w Płocku, Michała Magdziarza - doceniono w ten sposób działania spółki na tym obszarze.	Marzec 2022 roku	Energa Operator SA Oddział w Płocku
4.	Lider Bezpieczeństwa	Forum Bezpieczeństwa Przemysłu Morskiego w Gdańsku – Energa Wytwarzanie SA odebrała statuetkę Lidera Bezpieczeństwa w kategorii „Lider Zielonej Transformacji”	Marzec 2022 roku	Energa Wytwarzanie SA
5.	Srebrny Listek CSR	Srebrny Listek CSR POLITYKI otrzymują firmy, które w swojej codziennej działalności operacyjnej deklarują uwzględnianie wszystkich kluczowych rozwiązań normy ISO 26000. Firmy te często opierają się o najlepsze lokalne i globalne praktyki zarządcze oraz stosują międzynarodowe standardy. Dodatkowo istotnym elementem ich zarządzania jest system zarządzania etyką oraz najwyższe standardy zarządzania personelem. O efektach swoich działań cyklicznie informują interesariuszy m.in. w raportach pozafinansowych lub zintegrowanych przygotowanych w oparciu o międzynarodowe standardy ujawniania danych.	Maj 2022 roku	Energa SA
6.	Pracodawca z sercem	Certyfikaty przyznawane są firmom, które zatrudniają osoby z niepełnosprawnościami. W trakcie trwania kampanii wyróżnionych zostało już ponad 40 firm, m.in. PKN ORLEN S.A.. Teraz dołączyła do nich Energa SA, która obecnie zatrudnia pięć osób z niepełnosprawnościami. Pomysłodawczynią akcji "Pracodawca z sercem" jest Joanna Olszewska, CEO w BPO Network, która od ponad 10 lat pracuje zdalnie, otaczając się wyłącznie pracownikami niepełnosprawnymi.	Maj 2022 roku	Energa SA
7.	Raport Odpowiedzialny Biznes w Polsce. Dobre Praktyki 2021	Energa została wyróżniona i wpisana do rocznego Raportu Odpowiedzialnego Biznesu w Polsce Dobre Praktyki 2021 - 9 naszych inicjatyw CSR. Docenione zostały inicjatywy edukacyjne, takie jak Drużyna Energii, Planeta Energii, Energ(i)a do nauki. Aktywni Charytatywni, Świeć się z Energa, Domy Dobrej Energii, Zintegrowany system zarządzania środowiskowo-energetycznego, zgodnego z Rozporządzeniem EMAS oraz Elektromobilność i budowa stacji ładowania pojazdów elektrycznych, System zarządzania zgodnością Compliance.	Maj 2022 roku	Energa SA
8.	Medal Komisji Edukacji Narodowej	Wyróżnienie dla prezesa Energa Operator SA, Alicji Barbary Klimiuk, za szczególne zasługi dla oświaty i wychowania - dot. programu spółki "Energa do nauki".	Czerwiec 2022 roku	Energa Operator SA
9.	Statuetka dla Sponsora Tytularnego Energa Basket Ligi i Energa Basket Ligi Kobiet	Energa jako Sponsor tytularny Lig Zawodowych została wyróżniona podczas Gali zakończenia sezonu Energa Basket Liga i Energa Basket Liga Kobiet. Za dobre wyniki i ciężką pracę uhonorowano również najlepsze zawodniczki i zawodników. Docenione zostały także klubowe osiągnięcia.	Czerwiec 2022 roku	Energa SA



Farma wiatrowa w Przykonie

Otoczenie regulacyjno-biznesowe

3. OTOCZENIE REGULACYJNO-BIZNESOWE

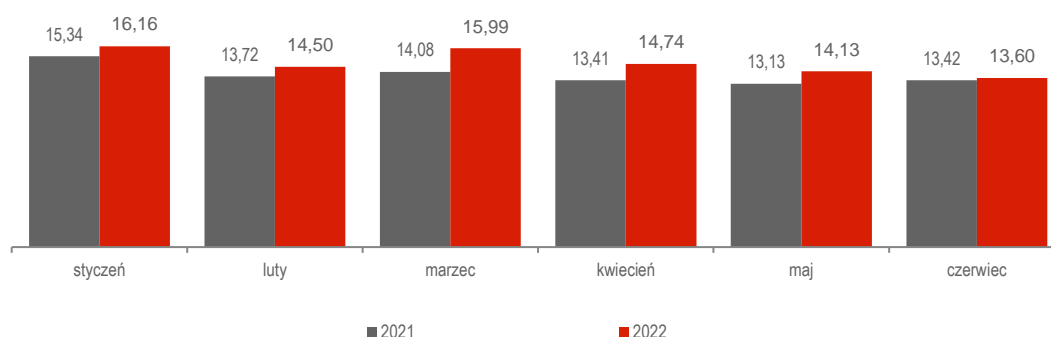
3.1. Rynek energii elektrycznej w Polsce

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 w 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 2022 roku wyniosła 89,12 TWh i była wyższa o 6,03 TWh tj. 7,3% w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego (83,09 TWh). Wyższa produkcja była widoczna w elektrowniach zużywających węgiel brunatny, jak również w źródłach wiatrowych oraz fotowoltaicznych. Wzrost produkcji był odpowiedzią na wyższe zapotrzebowanie na energię w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE).

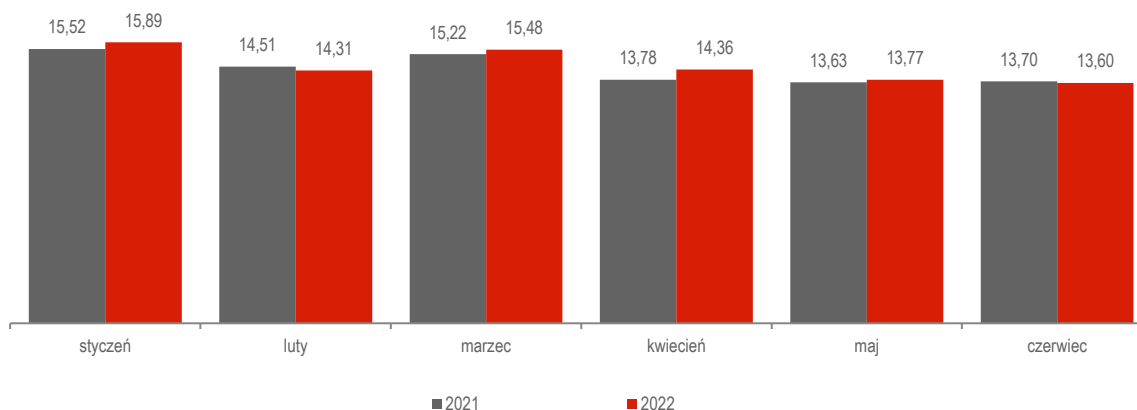
Rysunek 3: Produkcja energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2022 roku (TWh)



Źródło: PSE

Krajowe zużycie energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2022 roku wyniosło 87,41 TWh i było wyższe o 1,04 TWh, tj. 1,2% w stosunku do tego samego okresu roku poprzedniego (86,37 TWh). Wzrost zużycia wynikał z wyższego zapotrzebowania spowodowanego odradzającą się gospodarką po pandemii COVID-19 i mniejszą skalą obostrzeń związanych z pandemią w stosunku do tego samego okresu roku ubiegłego, pomimo negatywnego wpływu czynników geopolitycznych.

Rysunek 4: Zużycie energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2022 roku (TWh)

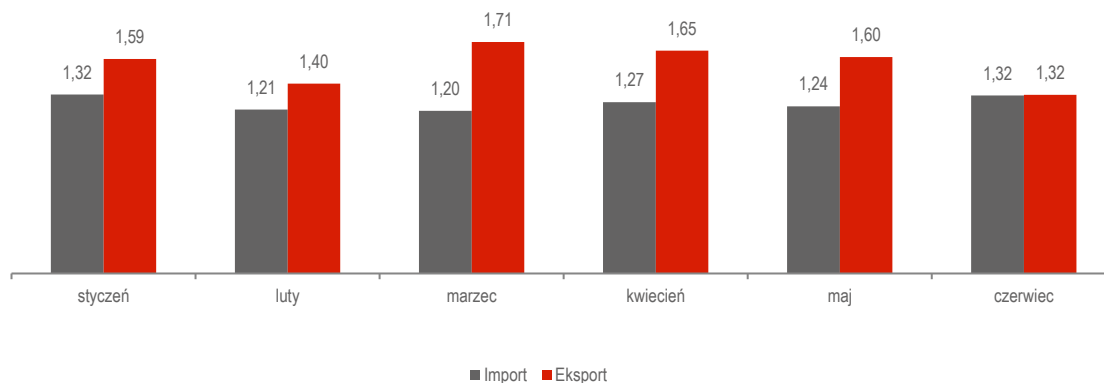


Źródło: PSE

Wymiana międzysystemowa Polski

W I półroczu 2022 roku eksport energii elektrycznej był aż o 4,39 TWh wyższy w stosunku do tego samego okresu roku ubiegłego. Porównując te same okresy można zauważyć nieznaczny spadek importu energii elektrycznej o 0,59 TWh, co i tak nie zdołało zmienić nadwyżki eksportu netto energii elektrycznej w badanym okresie, która wyniosła 1,71 TWh wobec importu netto w wysokości 3,27 TWh w analogicznym okresie roku ubiegłego. Jest to efekt większego oddania energii elektrycznej w zakresie wymiany równoległej ze względu na znacznie wyższy niż w Polsce, wzrost cen energii elektrycznej w Europie zachodniej.

Rysunek 5: Miesięczne wolumeny wymiany międzysystemowej w Polsce w I półroczu 2022 roku (TWh)

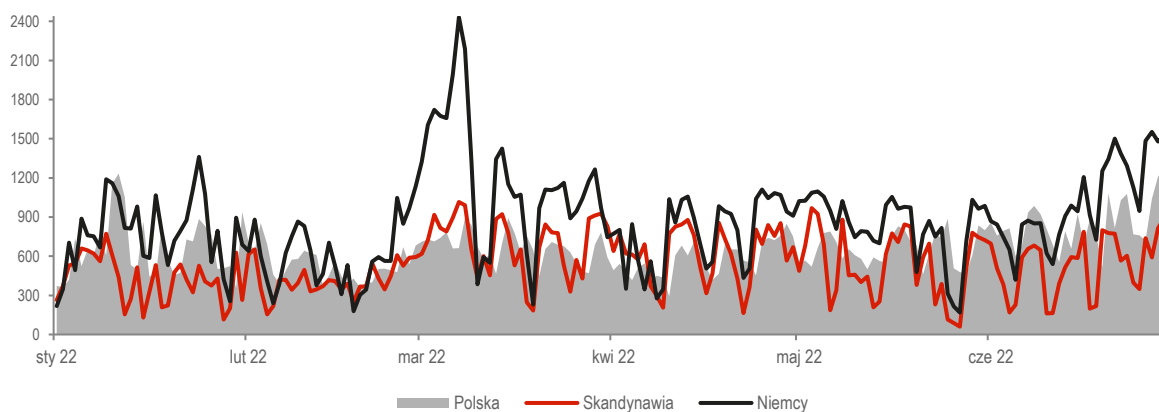


Źródło: PSE

Ceny energii w wybranych krajach sąsiadujących z Polską

Średni poziom cen na rynku SPOT w Polsce w I półroczu 2022 roku był wyższy w stosunku do rynku Skandynawskiego a niższy niż w Niemczech. Wzrost zapotrzebowania na moc, jak również wzrost napięcia geopolitycznego prowadzący do wzrostu cen i niedoboru gazu oraz węgla, wsparte wzrostem ubytków systemowych, doprowadziły do wzrostu cen na rynku polskim jak również na rynkach ościennych. Największe odchylenia cen odnotowano względem rynku niemieckiego (-24,3%, tj. -211,49 zł/MWh), a mniejsze w porównaniu do cen na rynku skandynawskim (+22,3%, tj. 120,21 zł/MWh).

Rysunek 6: Ceny energii na rynku SPOT w Polsce i wybranych krajach sąsiadujących w I półroczu 2022 roku (zł/MWh)



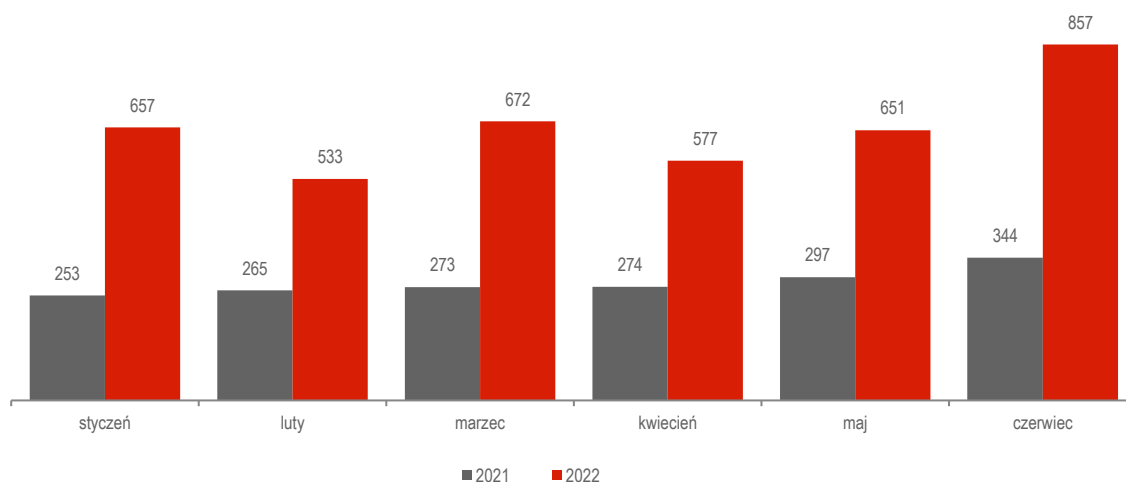
Źródło: Bloomberg, Reuters

Rynek Dnia Następnego (RDN) energii elektrycznej w Polsce

Średni poziom indeksu TGeBase w I półroczu 2022 roku wyniósł 659,42 zł/MWh i był o 375,19 zł/MWh wyższy niż w analogicznym okresie roku ubiegłego (284,22 zł/MWh). Natomiast porównując II kwartał 2022 roku z II kwartałem roku ubiegłego można zaobserwować wzrost ceny o 389,85 zł/MWh. Wzrost krajowego zapotrzebowania na moc został wsparty przez wzrost ubytków systemowych oraz nadwyżkę importu energii nad eksportem, co wraz z szokiem podaźowym na rynku

surowców i wprowadzonymi sankcjami na ich import z Rosji do UE w konsekwencji wpłynęło na wzrost cen w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego.

Rysunek 7: Indeks TGeBase w I półroczu 2022 roku (PLN/MWh)



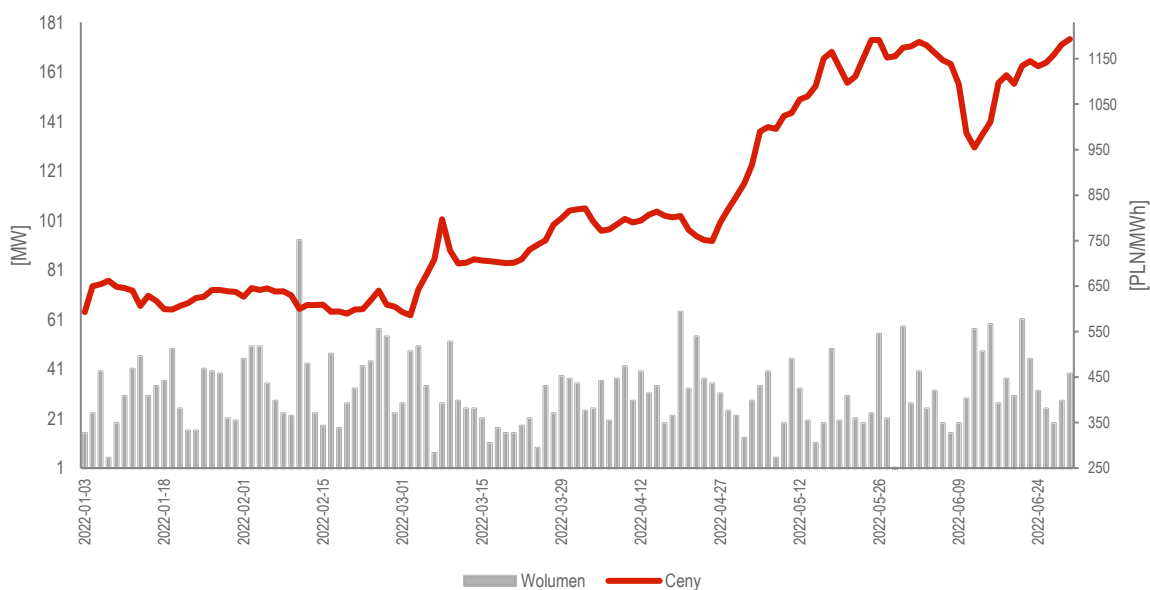
Źródło: TGE

Rynek terminowy energii elektrycznej w Polsce

W I półroczu 2022 roku rynek terminowy energii elektrycznej znajdował się w trendzie wzrostowym, kończąc notowania blisko poziomu 1.200,00 zł/MWh (BASE 2023). Głównymi determinantami wzrostu cen energii w I półroczu na rynku terminowym były:

- wzrost napięcia geopolitycznego wsparty wprowadzonymi sankcjami na import surowców energetycznych z Rosji do UE prowadzący do wzrostu cen na rynku gazu i węgla,
- wzrost cen na rynku SPOT,
- wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE,
- utrzymujące się wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂.

Rysunek 8: Cena kontraktu terminowego pasmo z dostawą na 2023 rok w I półroczu 2022 roku



Źródło: TGE

Rynek uprawnień do emisji

W dniu 12 maja 2022 roku Komisja Europejska („Komisja”) poinformowała, że na koniec 2021 roku w obiegu było ponad 1 449 mln uprawnień do emisji (spadek liczby uprawnień o niespełna 14% r/r to efekt początku ożywienia popandemicznego w 2021 roku i w efekcie wzrostu emisyjności). 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 rezerwy stabilności rynkowej w okresie 12 miesięcy – od dnia 1 września 2022 roku do dnia 31 sierpnia 2023 roku – w rezerwie stabilności rynkowej zostanie umieszczona łączna liczba blisko 348 mln uprawnień. Przez pierwsze 5 lat stosowania MSR liczba uprawnień ma być corocznie zmniejszana o 24% łącznej liczby uprawnień znajdujących się w puli aukcyjnej (jeżeli łączna liczba uprawnień znajdujących się w obiegu przekracza próg 833 milionów uprawnień). Kluczowymi czynnikami, które determinowały cenę EUA w I półroczu 2022 roku były wzrosty cen węgla i gazu, spowodowane zwiększeniem napięcia geopolitycznego i nakładanymi sankcjami na import surowców z Rosji do UE oraz negocjacje ws. przyjęcia pakietu *Fit for 55*. Pierwsza próba przegłosowania w Parlamencie Europejskim pakietu *Fit for 55* (8 czerwca br.) okazała się nieudana. Część legislacji została odrzucona i cofnięta z powrotem do Komisji. Po uwzględnieniu poprawek, 22 czerwca br. została ona ostatecznie przegłosowana w Parlamencie Europejskim („PE”). Przyjęte przez PE stanowisko negocjacyjne obejmuje trzy kluczowe projekty: reformę systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (EU ETS) oraz utworzenia (związanych z ETS): granicznego mechanizmu węglowego („CBAM”) i Społecznego Funduszu Klimatycznego („SCF”). Kolejnym krokiem, po uzgodnieniu stanowisk Parlamentu Europejskiego i Rady, będą negocjacje w sprawie sfinalizowania projektów ustaw z KE w ramach tzw. rozmów trójstronnych. Wejście w życie dyrektywy spodziewane jest na przełomie 2023 i 2024 roku. W konsekwencji kurs EUA w trakcie II kwartału br. osiągał all-time high (96,93 EUR/t), a na koniec I półrocza 2022 roku wyniósł 90,16 EUR/t, rosnąc od końca 2021 roku o 14%, natomiast porównując z końcem I półrocza 2021 roku, kurs wzrósł o 60%.

Rysunek 9: Ceny uprawnień EUA w I półroczu 2022 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 2021 (zł/MWh)	1 półrocze 2022 (zł/MWh)		
OZEX_A (zielone)	149,34	218,62	19,0*	300,03*

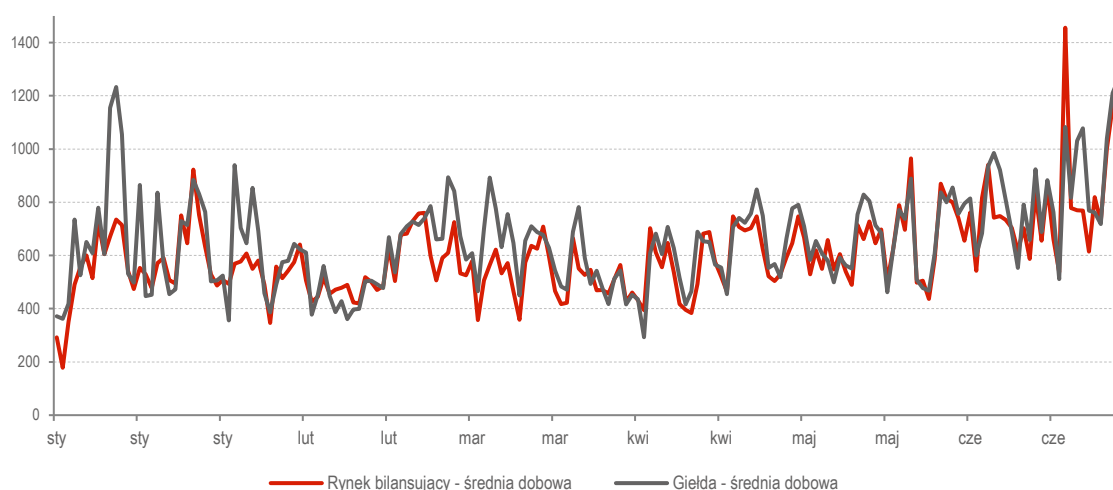
* wartość opłaty zastępczej i obowiązku umorzenia na 2022 rok

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 2022 roku. Notowania PM OZE zakończyły I półrocze 2022 roku na poziomie 173,31 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 2022 roku ceny na rynku bilansującym były zbliżone do cen na rynku dnia następnego. Odstępstwem od tego była np. sytuacja z dnia 20 czerwca br., kiedy to średnia cena dobową na rynku bilansującym wyniosła 1455,78 zł/MWh, a cena w najdroższych godzinach osiągała ponad 1 666,00 zł/MWh. Średni poziom cen w badanym okresie na rynku bilansującym wyniósł 608,06 zł/MWh, wobec 277,51 zł/MWh w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Rysunek 10: Zestawienie cen na rynku bilansującym i rynku SPOT (giełda) w I półroczu 2022 roku (PLN/MWh)



Źródło: TGE, PSE

3.2. Otoczenie regulacyjne

Procesy legislacyjne zakończone w I półroczu 2022 roku

Tabela 3: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska zmieniającego rozporządzenie w sprawie zasad kształtowania i kalkulacji taryf DZIENNIK USTAW 2022 R. POZ. 27	8 stycznia 2022 r. weszło w życie Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 5 stycznia 2022 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Celem planowanych zmian prawnych jest zwiększenie zakresu informacji przekazywanych do Prezesa URE w toku procesu taryfowego. Sprzedawcy z urzędu są zobowiązani m. in.: <ul style="list-style-type: none"> ✓ dostarczać gospodarstwom domowym informacje o kosztach własnych zakupu energii elektrycznej. W tym celu do faktur za prąd będą im dołączać rozliczenie, zawierające dane o strukturze procentowej tzw. kosztów uzasadnionych; ✓ wyodrębnić koszty składające się na końcową cenę energii elektrycznej (w tym średnie wydatki na zakup uprawnień do emisji), a także wydatki poniesione, m.in. na uiszczenie opłaty zastępczej, zakup energii z OZE, czy uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia.

Procesy legislacyjne prowadzone w I półroczu 2022 roku

Tabela 4: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
Projekt Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie Nr z wykazu: 797	24 stycznia 2022 r. ukazał się w ramach prac RCL, projekt Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie. Rozporządzenie reguluje m. in.: <ul style="list-style-type: none"> ✓ terminy i sposób przekazywania operatorowi środków z tytułu opłaty mocowej; ✓ zakres i termin przekazywania operatorowi i operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zwanemu dalej „płatnikiem opłaty mocowej”, informacji, w tym informacji o sumie należnych opłat mocowych; ✓ okresy rozliczeniowe między odpowiednio operatorem, płatnikami opłaty mocowej i innymi podmiotami obowiązującymi do wnoszenia opłaty mocowej;

	<ul style="list-style-type: none"> ✓ sposób wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie na potrzeby obliczenia opłaty mocowej należnej od odbiorców końcowych, z wyłączeniem odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy; ✓ zakres i termin przekazywania Prezesowi URE informacji niezbędnych do kalkulacji stawek opłaty mocowej. <p>Konsultacje publiczne projektu trwały do 25 lutego 2022 r. Obecnie, legislacja jest w ramach Rządowego Procesu Legislacyjnego, na etapie opiniowanie.</p> <p>Projektowane rozporządzenie ma wejść w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia.</p>
<p>Projekt Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie określenia szczegółowych warunków utraty statusu odpadów dla odpadów powstających w procesie energetycznego spalania paliw Nr z wykazu: 655</p>	<p>8 lutego 2022 r. ukazał się w ramach prac RCL, projekt Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie określenia szczegółowych warunków utraty statusu odpadów dla odpadów powstających w procesie energetycznego spalania paliw.</p> <p>Projekt Rozporządzenia realizuje delegację ustawową dla ministra właściwego do spraw klimatu do ustalenia szczegółowych kryteriów stosowania warunków utraty statusu odpadów powstających w procesie energetycznego spalania paliw, o której mowa w art. 14 ust. 1a ustawy o odpadach.</p> <p>Główne założenia projektu:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ ujednoczenie podejścia do odpadów powstałych w procesach energetycznego spalania paliw; ✓ ułatwienie przeprowadzenia procedury utraty statusu odpadów przez odpady powstające w tych procesach; ✓ ułatwienie praktyki biznesowej w zakresie gospodarowania substancjami powstającymi w wyniku utraty statusu odpadów, które mają znaczenie gospodarcze, m. in. poprzez zaproponowanie katalogu minimalnych kryteriów jakościowych powstałych produktów lub materiałów oraz kierunków ich wykorzystania. <p>Minimalne kryteria jakościowe zawarte w projekcie będą stanowiły warunek konieczny, a zarazem wystarczający do przeprowadzenia procedury utraty statusu odpadów dla odpadów z wymienionych kategorii.</p> <p>Uwagi z Grupy Energa zostały 18 lutego 2022 r. zgłoszone we współpracy z PKN Orlen do TGPE.</p> <p>Rozporządzenie ma wejść w życie po upływie 14 dni od dnia jego ogłoszenia.</p>
<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw Nr z wykazu: UC99</p>	<p>25 lutego 2022 r. ukazał się w ramach prac RCL, projekt Ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.</p> <p>Projekt obejmuje w szczególności propozycje przepisów implementujących do polskiego porządku prawnego dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.</p> <p>W projekcie proponuje się wprowadzenie zmian w następujących obszarach:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Biometan: Projekt definiuje biometan jako gaz uzyskany z biogazu lub biogazu rolniczego, którego wartość ciepła spalania wynosi nie mniej niż 34,0 MJ/m³. Biometan będzie paliwem gazowym, możliwym do zastosowania w sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych; ✓ Klastry energii: Projekt wprowadza przepisy wsparcia klastrów energii, z których będzie można skorzystać do końca 2029 r. Wprowadzono zwolnienie z opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej, akcyzy, oraz obowiązków związanych ze świadectwami pochodzenia, jednak aby z tego skorzystać trzeba będzie spełnić wymogi dotyczące m.in. mocy instalacji, udziału OZE i magazynów energii oraz autokonsumpcji. Klastry będą mogły świadczyć usługi ograniczenia obciążenia szczytowego przez aktywne zarządzanie zapotrzebowaniem i wytwarzaniem energii elektrycznej. Uczestniczące w tym systemie klastry będą wpisane do rejestru Urzędu Regulacji Energetyki; ✓ Spółdzielnie energetyczne: Projekt poszerza obszar działalności spółdzielni energetycznych na obszar jednego operatora systemu dystrybucyjnego gazowego, zaopatrującego odbiorców także w biogaz rolniczy lub biometan. Tym samym umożliwiono spółdzielniom wytwarzanie i zużywanie, poza biogazem, również biogazu rolniczego w instalacjach o rocznej wydajności poniżej 40 mln m³ lub biometanu w instalacjach o rocznej wydajności poniżej 24 mln m³; ✓ Ciepłownictwo i chłodnictwo (art. 23-24 RED II): (1) Obowiązek przyłączenia instalacji OZE do sieci ciepłowniczej oraz zakupu ciepła z OZE obejmie instalacje wielopaliwowe także inne niż wysokosprawna kogeneracja. Nie wprowadzono natomiast obowiązku dotyczącego ciepła odpadowego; (2) Wprowadzono prawo do odłączenia się od systemu ciepłowniczego, który do 2025 r. nie spełni wymogu systemu efektywnego; (3) Prawo do nieprzyłączenia się do sieci ciepłowniczej uzależniono od efektywności energetycznej, wykorzystania własnego OZE oraz nieprzyczyniania się do niskiej emisji; (4) Zmieniono na zgodną z dyrektywą metodę liczenia ciepła OZE z pompy ciepła; (5) Przedsiębiorstwa ciepłownicze będą musiały informować odbiorców końcowych o udziale OZE w dostarczonym ciepłe; (6) Koszty przyłączenia OZE do sieci ciepłowniczej mają mieć stopę zwrotu nie mniejszą niż 7%; (7) Zwolniono z obowiązku przedstawiania do URE taryf dla ciepła ze źródeł OZE do 5 MW; ✓ Gwarancje pochodzenia (art. 19 RED II): (1) Rozszerzenie gwarancji pochodzenia ee. z OZE, na tą wytworzoną z biometanu i wodoru. Gwarancje będą wydawane także, gdy energia nie jest wprowadzona do sieci; (2) Gwarancje pochodzenia ciepła albo chłodu wytwarzanego z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii. Gwarancje mogą być wydawane w odniesieniu do ciepła albo chłodu wprowadzonego do sieci ciepłowniczej lub sieci chłodniczej. Gwarancje są zbywalne. Nie wynikają z nich jakiegokolwiek prawa majątkowe; ✓ Krajowy Punkt Kontaktowy OZE (art. 16 RED II): Przy ministrze ds. klimatu powstanie Krajowy Punkt Kontaktowy ds. OZE, który ma pomagać prosumentom i większym wytwórcom energii z OZE. Przewiduje się udostępnienie podręcznika procedur i informacji przez stronę internetową z domeną gov.pl, na udzielenie informacji KPK będzie miał 45 dni albo 75 dni w przypadku zasięgnięcia zewnętrznych opinii; ✓ Procedury administracyjne (art. 15-16 RED II): (1) Zgodnie przepisami prawa budowlanego roboty budowlane polegające na instalowaniu urządzeń fotowoltaicznych o mocy większej niż 50 kW wymagają teraz decyzji o pozwoleniu na budowę. Granicę tę podwyższono do 150kW; (2) Do prawa energetycznego wprowadzono przepisy dotyczące umów typu <i>Power Purchase Agreement</i> (PPA), która może zostać zawarta bezpośrednio między wytwórcą energii z OZE a jej odbiorcą. Wykonanie umowy PPA od strony technicznej możliwe będzie poprzez dostarczanie energii na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji lub za pomocą linii bezpośredniej; ✓ Partnerski handel energią – <i>peer-to-peer</i> (P2P) - (art. 21 RED II): Handel P2P ma być możliwy między „uczestnikami rynku”, także za pośrednictwem tzw. agregatorów. W uzasadnieniu czytamy, że chodzi o P2P na linii prosument – prosument i prosument – konsument. Takie umowy będzie można zawierać za pośrednictwem platformy, jej uczestnikami mogą być także koordynatorzy wymiany energii; ✓ Modernizacja instalacji odnawialnych źródeł energii: (1) Zmodernizowane OZE mają uczestniczyć w aukcjach razem z wytwórcami energii elektrycznej z nowych instalacji z zastrzeżeniem skrócenia okresu wsparcia (inwestycje w zakresie 25-50% kosztów), bądź zastosowania współczynnika korygującego cenę referencyjną (powyżej 50% kosztów nowej referencyjnej instalacji). Instalacje do 500 kW podobnie jak instalacje nowe, zostaną objęte systemem taryf

	<p>gwarantowanych (<i>feed-in-tariff</i>), a od 500 kW do 1 MW mogą wejść do systemu dopłat do ceny rynkowej (<i>feed-in premium</i>). Tu również zastosowanie będzie miało skrócenie okresu wsparcia lub przeliczenie stałej ceny przez dodatkowy współczynnik korygujący; (2) Dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW przewiduje się konkurencyjny system wsparcia oparty o aukcje;</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Wsparcie operacyjne dla instalacji OZE, którym upływa 15-letni system wsparcia; (1) System wsparcia operacyjnego jest przeznaczony dla wytwórców energii z instalacji wymagających poniesienia nakładów mniejszych niż 25 proc. w stosunku kosztów wybudowania nowej referencyjnej instalacji OZE. Wsparcie ma przysługiwać na 10 lat. (2) Ma ono objąć istniejące elektrownie wodne do 5 MW, biogazownie i układy biomasowe (również hybrydowe, odpadowe); (3) Instalacje powyżej 1 MW mają uczestniczyć w aukcjach., przy czym oferty będą składane na 1 rok, a potem mogą być powtarzane; (4) Instalacje poniżej 1 MW mają korzystać z dopłaty do ceny rynkowej oparty o dzisiejszy FiP. ✓ Hybrydowe instalacje OZE: Zmiana definicji hybrydowej instalacji OZE. Taka instalacja ma składać się z różnych OZE, magazynu energii, ma mieć jedno miejsce przyłączenia i zapewnić łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu, większy niż 3504 MWh/MW/rok. Żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mieć mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu; ✓ Morska energetyka wiatrowa (przepisy uzupełniające): W ustawie o obszarach morskich zmieniono przepisy dotyczące wyprowadzania mocy z elektrowni na morzu, tak by mogły to robić tylko spółki posiadające pozwolenie lokalizacyjne i umowy lub wstępne warunki przyłączenia farm wiatrowych; ✓ Pozostałe regulacje: (1) Jednostkowa opłata zastępcza będzie porównywana tylko do ceny miesięcznej, a nie do ceny rocznej; (2) Przywrócono, po zastrzeżeniach KE; przepisy o stosowaniu systemu <i>feed-in tariff</i> do instalacji 1 MW (z 2,5 MW) dla wszystkich technologii; (3) Wydłużenie z 24 do 33 miesięcy, terminu realizacji obowiązku aukcyjnego dla el. PV; (4) Obowiązek dostarczenia 85 proc. zakontraktowanej energii; (5) Dodano przepis zgodnie z którym wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji złożony w terminie krótszym niż 14 dni przed dniem rozpoczęcia aukcji, której dotyczy, pozostawia się bez rozpoznania. <p>Ustawa ma wejść w życie 1 stycznia 2023 r., z wyjątkiem przepisów, które powinny wejść w życie z uwzględnieniem dłuższego <i>vacatio legis</i>.</p>
<p>Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2023 r. Nr z wykazu: 216</p>	<p>24 marca 2022 r. ukazał się w ramach prac RCL, projekt Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2023 r.</p> <p>Celem wydania projektowanego rozporządzenia jest zmiana w 2023 r., wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (dla tzw. zielonych certyfikatów ustawowo określona wartość to 19,35%, a dla tzw. błękitnych certyfikatów – 0,65%), podobnie jak to miało miejsce w 2022 r., dla którego, na podstawie rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2022 r. (Dz. U. poz. 1467), wielkości wynoszą 18,5% dla tzw. zielonych certyfikatów i 0,5% dla tzw. błękitnych certyfikatów. Co istotne jednak, w projektowanym rozporządzeniu, w porównaniu do poziomu obowiązującego w 2022 r., przewiduje się zmianę wielkości udziału odnoszącego się do tzw. zielonych certyfikatów (obniżenie o 8,5 punktu procentowego – z 18,5% do 10%). Wielkość udziału określona na tym poziomie ma przyczynić się do ograniczenia stopnia obciążenia odbiorców końcowych kosztami wynikającymi z funkcjonowania systemu świadectw pochodzenia, przy jednoczesnym zapewnieniu rentowności instalacji i bezpieczeństwa partycypujących w nim wytwórców. Na tym samym poziomie, co w 2022 r. utrzymano wielkość udziału dla tzw. błękitnych certyfikatów (nadal 0,5%).</p> <p>Dotychczasowe regulacje przyczyniły się do zmniejszenia nadpodaży zielonych certyfikatów na rynku. W ostatnim roku doszło do dużego wzrostu ich cen i obecnie zielone certyfikaty kosztują ok. 250 zł/MWh. Jednocześnie wzrosły ceny energii elektrycznej. Jak obliczył resort klimatu łączny przychód inwestorów z zielonych certyfikatów i sprzedaży energii w grudniu 2021 r. przekroczył 1100 zł/MWh. Tym samym osiągnął „pułap, który w zdecydowany sposób przekracza łączną pomoc inwestycyjną i operacyjną w ramach systemu świadectw pochodzenia, wskazaną dla poszczególnych technologii w decyzji Komisji Europejskiej dotyczącej programu pomocowego” – argumentuje resort klimatu;</p> <p>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej wskazuje, że obowiązek powinien być utrzymany na poziomie ok. 16 proc., by utrzymać popyt i podaż certyfikatów na stabilnym poziomie. Natomiast w przypadku obowiązku wysokości 10 proc. nadpodaż certyfikatów w 2023 r. wzrośnie dwukrotnie – do ok. 14 TWh. Załamanie się cen zielonych certyfikatów odbije się na kondycji producentów energii z OZE, ponieważ duża część ma podpisane umowy długoterminowe i nie korzysta z wysokich cen – argumentuje PSEW;</p> <p>Szacuje się, że na koniec 2022 r. w systemie zielonych certyfikatów pozostanie ok. 7,2 GW instalacji OZE, z czego 3/4 to farmy wiatrowe. Od roku 2020, partycypację w systemie sukcesywnie kończą instalacje, którym upłynął 15-letni okres wsparcia, więc w latach 2023-2025 z systemu wyjdzie ok. 1 GW mocy;</p> <p>MKiŚ zaznacza w uzasadnieniu projektu, że w przypadku obowiązku na kolejne lata jest możliwość wprowadzenia kolejnej korekty, która będzie adekwatna do aktualnej sytuacji i okoliczności.</p> <p>Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.</p>
<p>Założenia do aktualizacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040) – wzmocnienie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej</p>	<p>29 marca 2022 r. Rada Ministrów przyjęła założenia do aktualizacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040). Rząd aktualizuje założenia PEP2040, aby zneutralizować lub ograniczyć ryzyka związane z potencjalnymi sytuacjami kryzysowymi w kraju oraz na arenie międzynarodowej. Wpisuje się to również w realizację głównego celu polityki energetycznej, tj. zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego, przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki i zmniejszeniu oddziaływania sektora energii na środowisko.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Rewizja PEP2040 będzie mieć na celu dobranie odpowiedniej ścieżki w nowej sytuacji geopolitycznej i gospodarczej, mając na uwadze również ochronę odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen energii i pogłębianiem ubóstwa energetycznego; ✓ Zaktualizowana polityka energetyczna musi uwzględniać również suwerenność energetyczną, której szczególnym elementem jest zapewnienie szybkiego uniezależnienia krajowej gospodarki od importowanych paliw kopalnych (węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny) oraz pochodnych (LPG, olej napędowy, benzyna, nafta) z Rosji oraz innych krajów objętych sankcjami gospodarczymi. Chodzi o dywersyfikację dostaw, inwestycje w moce produkcyjne, infrastrukturę liniową i magazynowanie oraz w alternatywne paliwa; ✓ W pozostałych filarach polityki energetycznej Polski – sprawiedliwa transformacja, budowa zeroemisyjnego systemu oraz poprawa jakości powietrza – działania ograniczające zapotrzebowanie na paliwa kopalne z Rosji i innych krajów objętych

	<p>sankcjami gospodarczymi będą przyspieszane w celu zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski, a jednocześnie nastawione na budowanie innowacyjności gospodarki i jej wzmocnienie.</p> <p>Najważniejsze planowane zmiany w Polityce energetycznej Polski do 2040 r.:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Zwiększenie dywersyfikacji technologicznej i rozbudowa mocy opartych o źródła krajowe; ✓ Dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii; ✓ Poprawa efektywności energetycznej; ✓ Dalsza dywersyfikacja dostaw i zapewnienie alternatyw dla węglowodorów; ✓ Dostosowanie decyzji inwestycyjnych w gazowe moce wytwórcze do dostępności paliwa; ✓ Wykorzystanie jednostek węglowych; ✓ Wdrożenie energetyki jądrowej; ✓ Rozwój sieci i magazynowania energii; ✓ Negocjacje zmian regulacji UE.
<p>Regulacje europejskie (EU) w zakresie Pakietu „Fit for 55” i sytuacji po napaści Rosji na Ukrainę</p>	<p>Trwają prace nad legislacjami UE w zakresie wprowadzenia Pakietu „Fit for 55”. Są one na etapie prac w Parlamencie Europejskim i Rady.</p> <p>Prace w zakresie:</p> <p>EU ETS / System podziału i handlu emisjami CO₂: PE przyjął stanowisko przed trilogami (negocjacje pomiędzy KE, Radą a PE);</p> <p>CBAM / Mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂: Legislacja procedowana w komisjach PE;</p> <p>ETD / opodatkowanie produktów energetycznych i energii elektrycznej: Legislacja procedowana w komisjach PE;</p> <p>RED III / odnawialne źródła energii: Legislacja procedowana w komisjach PE;</p> <p>AFIR / paliwa alternatywne: Prace w Radzie i Komisjach Parlamentu Europejskiego</p> <p>EED / efektywność energetyczna: Legislacja procedowana w komisjach PE</p> <p>Akt delegowany / Rozporządzenie wykonawcze KE, obejmujące niektóre rodzaje działalności jądrowej i gazowej C(2022) 631 / 3: Legislacja procedowana w Parlamencie Europejskim</p> <p>REPowerEU-Plan szybkiego zmniejszenia zależności od rosyjskich paliw kopalnych i przyspieszenia zielonej transformacji COM(2022) 230 final: 18 maja 2022 r., Komisja Europejska przedstawiła plan REPowerEU, będący odpowiedzią na trudności światowego rynku energii spowodowane inwazją Rosji na Ukrainę. Transformacja europejskiego systemu energetycznego jest konieczna z dwóch powodów, tj.: (1) położenie kresu uzależnieniu UE od rosyjskich paliw kopalnych, które są wykorzystywane jako broń gospodarcza i polityczna i kosztują europejskich podatników prawie 100 miliardów euro rocznie; (2) walka z kryzysem klimatycznym.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ UE dąży do szybszego zlikwidowania swojej zależności od rosyjskich paliw kopalnych, poprzez: oszczędność energii, dywersyfikację dostaw energii i przyspieszone wprowadzanie energii odnawialnej w celu zastąpienia paliw kopalnych w domach, przemyśle i energetyce. ✓ Zielona transformacja wzmocni wzrost gospodarczy, bezpieczeństwo i działania na rzecz klimatu dla Europy i naszych partnerów. Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (RRF) jest centralnym elementem planu REPowerEU, wspierając skoordynowane planowanie i finansowanie infrastruktury transgranicznej i krajowej, a także projektów i reform energetycznych. ✓ Komisja proponuje wprowadzenie ukierunkowanych zmian do Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/241, ustanawiającego RRF w celu włączenia dedykowanych rozdziałów REPowerEU do istniejących planów naprawy i odporności (RRP) państw członkowskich. <p>Główne obszary działania: Oszczędzanie energii; Dywersyfikacja dostaw i wspieranie naszych międzynarodowych partnerów; Przyspieszenie rozwoju OZE; Zmniejszenie zużycia paliw kopalnych w przemyśle i transporcie; Inteligentne inwestycje.</p>
<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii Nr z wykazu: UC74</p>	<p>Ustawa jest od 30 czerwca 2022 r. na etapie prac Rządowego Centrum Legislacji: Komitet Rady Ministrów ds. Cyfryzacji. Głównym celem procedowanej Ustawy jest m. in. określenie zasad dotyczących wytwarzania, przesyłu, dystrybucji, dostaw i magazynowania energii elektrycznej wraz z aspektami dotyczącymi ochrony konsumentów, w celu stworzenia zintegrowanych, konkurencyjnych, ukierunkowanych na potrzeby konsumenta, elastycznych, uczciwych oraz przejrzystych, - rynków energii elektrycznej.</p> <p>W stosunku do poprzedniej wersji, zmiany w m. in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Doprecyzowanie definicji agregatora, odbiorcy aktywnego, usług systemowych, rynku bilansującego i niezbilansowania; ✓ Rozszerzenie definicji obywatelskich społeczności energetycznych, w tym, o działalność dotyczącą biomasy, spółdzielnie mieszkaniowe, wspólnoty mieszkaniowe i spółdzielnie rolnicze; ✓ Sprezycowanie, że odbiorca końcowy będzie mógł zawrzeć umowę z jednym agregatorem dla każdego punktu poboru energii. Agregator miałby 6 miesięcy na podjęcie działalności od momentu dokonania wpisu do wykazu URE; ✓ Projekt wprowadza rekompensaty za ograniczenia produkcji energii z wiatru lub słońca w celu równoważenia dostaw energii z zapotrzebowaniem oraz zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci. W porównaniu z pierwotną wersją wykreślono wyjątek mikroinstalacji. OSD będzie mógł wydać polecenie wyłączenia lub zmniejszenia mocy wszystkim instalacjom fotowoltaicznym i wiatrowym ze względów bezpieczeństwa. Jednocześnie rekompensaty nie przysługiwałyby automatycznie, ale na wniosek. Ni podaje się dostępu do danych, stanowiących podstawę wyliczenia rekompensaty, nie określono sposobu obliczania rekompensat ani ścieżki odwołania od naliczonych kwot; ✓ Dodanie zapisu, że operatorzy systemów elektroenergetycznych będą mogli dostosować użytkowane przed dniem 4 lipca 2019 r. systemy zdalnego odczytu oraz liczniki zdalnego odczytu do wymagań określonych w ustawie oraz w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 2, w terminie do dnia 4 lipca 2031 r.; ✓ Operatorzy systemów elektroenergetycznych oraz podmioty prowadzące działalność w zakresie zaopatrzenia w ciepło mają sporządzać plany wprowadzania ograniczeń. W przypadku ciepła są to plany aktualizowane co najmniej raz na trzy lata, energii elektrycznej – na 12 miesięcy. Plany będą integralną częścią umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowy kompleksowej dostawy energii elektrycznej albo ciepła. Odbiorcy będą musieli stosować się do ograniczeń, zgodnie z planami;

	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Wykreślenie zapisu dotyczącego linii bezpośredniej. Wykreślono jej definicję oraz wszystkie regulacje dotyczące budowy takiej linii. Dodano natomiast definicję wydzielonej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, z której cała wytworzona energia, z pominięciem systemu elektroenergetycznego, dostarczana jest bezpośrednio do odbiorcy końcowego.
Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności	<p>1 czerwca 2022 r. Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO) został zaakceptowany przez Komisję Europejską, 17 czerwca br. KPO został zaakceptowany przez Radę UE.</p> <p>Kluczowe założenia KPO:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ KPO jest dokumentem programowym określającym cele związane z odbudową i tworzeniem odporności społeczno-gospodarczej Polski po kryzysie wywołanym pandemią COVID-19. Dokument stanowi podstawę ubiegania się o wsparcie z europejskiego Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (Recovery and Resilience Facility – RRF, Fundusz Odbudowy). Horyzont czasowy realizacji dokumentu zamyka się z końcem sierpnia 2026 r.; ✓ Celem działań podejmowanych w ramach KPO jest w pierwszym rzędzie stawienie czoła wyzwaniom związanym z pandemią COVID-19 i dążenie do przezwyciężenia zdrowotnych, gospodarczych i społecznych następstw tej pandemii, łagodzenie skutków wpływu COVID-19 na gospodarkę, a w dłuższej perspektywie czasowej wsparcie procesu transformacji oraz zwiększenia spójności społecznej i terytorialnej kraju. ✓ Należy mieć na uwadze, że niektóre reformy i typy inwestycji, są już zaplanowane do wsparcia w ramach funduszy i instrumentów krajowych oraz UE, w tym polityki spójności, Wspólnej Polityki Rolnej oraz Funduszu Sprawiedliwej Transformacji. W ramach funduszy UE w latach 2020-2027 (WRF, NGEU) Polska będzie miała do dyspozycji ponad 170 mld euro na działania wspierające transformację strukturalną gospodarki polskiej i europejskiej. Środki dla Polski w podziale na poszczególne instrumenty wsparcia: <ul style="list-style-type: none"> ▪ 23,9 mld euro dotacji z Funduszu Odbudowy; ▪ 34,2 mld euro pożyczek z Funduszu Odbudowy; ▪ 72,2 mld euro na politykę spójności (do Polski trafi 20% środków dla całej UE); ▪ 3,8 mld euro z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji; ▪ 21,6 mld euro na płatności bezpośrednie dla rolników; ▪ 10,6 mld euro na rozwój obszarów wiejskich; ▪ Ok. 2 mld euro na wsparcie w ramach instrumentu na rzecz walki z negatywnymi skutkami COVID-19.

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





Farma fotowoltaiczna – Bystra gm. Gdańsk

Sytuacja finansowo-majątkowa

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 2022 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 2022 roku.

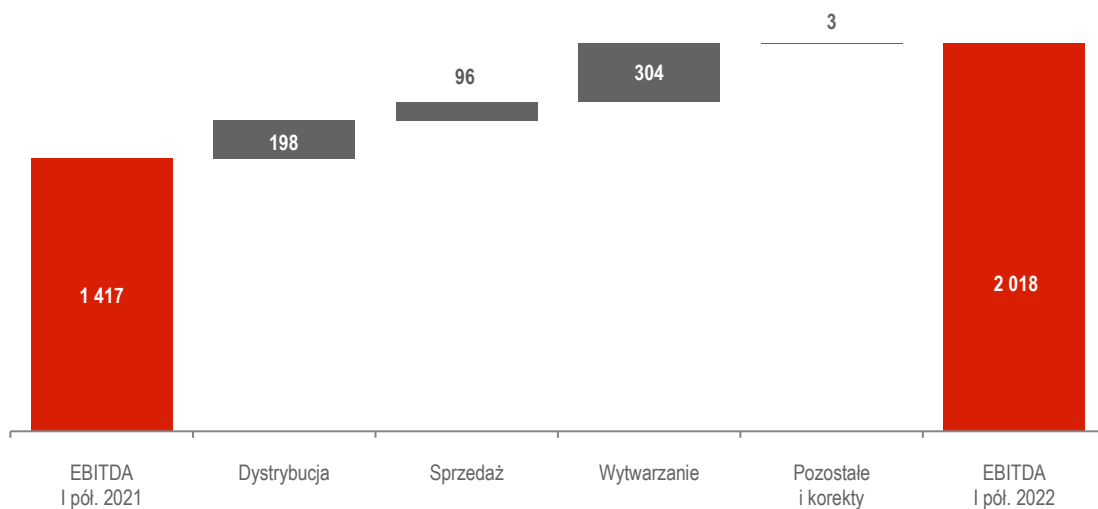
4.2. Omówienie wielkości ekonomiczno-finansowych ujawnionych w półrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym

Tabela 5: Skonsolidowane sprawozdanie z zysków lub strat

w mln zł	II kw. 2021	II kw. 2022	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody ze sprzedaży	3 228	4 579	1 351	42%
Koszt własny sprzedaży	(2 535)	(3 578)	(1 043)	41%
Zysk brutto ze sprzedaży	693	1 001	308	44%
Pozostałe przychody operacyjne	36	132	96	> 100%
Koszty sprzedaży	(207)	(240)	(33)	16%
Koszty ogólnego zarządu	(88)	(73)	15	-17%
Pozostałe koszty operacyjne	(111)	(243)	(132)	> 100%
Zysk z działalności operacyjnej	323	577	254	79%
Wynik na działalności finansowej	(44)	(78)	(34)	77%
Udział w zysku/(stracie) jednostek wykazywanych metodą praw własności	113	15	(98)	-87%
Zysk lub strata brutto	392	514	122	31%
Podatek dochodowy	(108)	(68)	40	-37%
Zysk lub strata netto za okres	284	446	162	57%
EBITDA	659	941	282	43%

w mln zł	I pół. 2021	I pół. 2022	Zmiana 2022/2021	Zmiana 2022/2021 (%)
Przychody ze sprzedaży	6 669	9 517	2 848	43%
Koszt własny sprzedaży	(5 180)	(7 372)	(2 192)	42%
Zysk brutto ze sprzedaży	1 489	2 145	656	44%
Pozostałe przychody operacyjne	103	263	160	> 100%
Koszty sprzedaży	(455)	(487)	(32)	7%
Koszty ogólnego zarządu	(150)	(152)	(2)	1%
Pozostałe koszty operacyjne	(180)	(386)	(206)	> 100%
Zysk z działalności operacyjnej	807	1 383	576	71%
Wynik na działalności finansowej	(56)	(148)	(92)	> 100%
Udział w zysku/(stracie) jednostek wykazywanych metodą praw własności	113	48	(65)	-58%
Zysk lub strata brutto	864	1 283	419	48%
Podatek dochodowy	(196)	(226)	(30)	15%
Zysk lub strata netto za okres	668	1 057	389	58%
EBITDA	1 417	2 018	601	42%

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



EBITDA Grupy w I półroczu 2022 roku wyniosła 2 018 mln zł w porównaniu do 1 417 mln zł w I półroczu 2021 roku. Najwyższy wzrost odnotowała Linia Biznesowa Wytwarzanie i wynikał on przede wszystkim z wyższych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej (wyższy wolumen produkcji oraz wyższe ceny sprzedaży notowane przez elektrownię w Ostrołęce i farmy wiatrowe) skompensowanych częściowo wyższym kosztem uprawnień do emisji CO2 oraz wyższym kosztem zużycia paliw. W Linii Biznesowej Dystrybucja wzrost EBITDA wynikał przede wszystkim z wyższej marży na dystrybucji (ze stratami sieciowymi), co było konsekwencją wzrostu wolumenu dystrybucji oraz niższych wolumenów strat sieciowych, a także korzystnej wyceny szacunku niezafakturowanych strat sieciowych. Z kolei niekorzystnie na wyniki wpłynęło ujęcie skutków usuwania awarii masowych, które miały miejsce w I półroczu br. Natomiast wzrost EBITDA r/r w Linii Biznesowej Sprzedaż był przede wszystkim efektem wyższej marży na sprzedaży energii elektrycznej, na co istotny wpływ miał wynik finansowy na wyprzedaży nadwyżek energii z OZE.

Największy udział w EBITDA Grupy w I półroczu 2022 roku miała Linia Biznesowa Dystrybucja (63%). Udział Linii Biznesowej Wytwarzanie oraz Linii Biznesowej Sprzedaż wyniósł odpowiednio 22% i 15%. Zysk z działalności operacyjnej („EBIT”) w I półroczu 2022 roku wyniósł 1 383 mln zł i był wyższy o 576 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu 2021 roku. Największy wpływ na wzrost wyniku EBIT r/r miały czynniki operacyjne opisane powyżej wpływające na EBITDA.

W I półroczu 2022 roku udział w wynikach jednostek stowarzyszonych oraz wspólnych przedsięwzięciach wyniósł 48 mln zł, co oznacza niekorzystną zmianę o 65 mln zł w stosunku do porównywalnego okresu roku poprzedniego. W I półroczu 2021 roku udział w wynikach jednostek wykazywanych metodą praw własności był dodatni (+113 mln zł), co było w głównej mierze związane z częściowym rozwiązaniem rezerwy dot. rozliczenia projektu węglowego Elektrowni Ostrołęka C. W I półroczu 2022 roku również rozwiązano częściowo rezerwę na rozliczenie tego projektu z pozytywnym wpływem na zysk netto w wysokości 41 mln zł.

Zysk netto Grupy w I półroczu 2022 roku wyniósł 1 057 mln zł i był wyższy o 389 mln zł (58%) w porównaniu do I półrocza 2021 roku. Na wzrost wartości wyniku netto r/r główny wpływ miały opisane powyżej czynniki operacyjne kształtujące EBIT. Pozostałe elementy kształtujące wynik netto działały w sposób negatywny na jego zmianę, tj. udział w wynikach jednostek wykazywanych metodą praw własności (-65 mln zł), wynik na działalności finansowej (-92 mln zł) oraz podatek dochodowy (-30 mln zł).

W I półroczu 2022 roku przychody Grupy ze sprzedaży wyniosły 9 517 mln zł i były wyższe od przychodów osiągniętych w I półroczu 2021 roku o 43%, tj. o 2 848 mln zł. Za wzrost przychodów odpowiada w głównej mierze Linia Biznesowa Sprzedaż co jest efektem wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej oraz gazu, odzwierciedlających ich dynamiczny wzrost na rynku. Łączne przychody Grupy Energa z Rynku Mocy w I półroczu 2022 roku wyniosły 127 mln zł (62 mln zł w II kwartale 2022 roku) wobec 119 mln zł w I półroczu 2021 roku (56 mln zł w II kwartale 2021 roku).

EBITDA Grupy w II kwartale 2022 roku wyniosła 941 mln zł w porównaniu do 659 mln zł w II kwartale 2021 roku. Wszystkie główne Linie Biznesowe wypracowały wyższy wynik EBITDA w ujęciu r/r. Największy wzrost zanotowała Linia Biznesowa sprzedaż z wynikiem EBITDA wyższym o 181 mln zł, co przede wszystkim jest efektem wyższej o 166 mln zł marży na sprzedaży energii elektrycznej (efekt m.in. wygenerowania w II kwartale 2022 roku wysokiego wyniku finansowego na wyprzedzący nadwyżek energii pochodzącej z OZE). Linia Biznesowa Wytwarzanie wypracowała w II kwartale 2022 roku wynik EBITDA wyższy o 102 mln zł w ujęciu r/r, co jest związane, analogicznie jak w okresie całego półrocza, z uzyskaniem wyższej marży na sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej przez jednostki wytwórcze.

Poniżej zaprezentowano wpływ zdarzeń o nietypowym charakterze wpływających na 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. 2022	
EBITDA	941
Skorygowana EBITDA	917
II kw. 2021	
EBITDA	659
Skorygowana EBITDA	659
EBITDA (mln PLN)	
I pół. 2022	
EBITDA	2 018
Skorygowana EBITDA	1 977
<i>w tym:</i>	
Rezerwy aktuarialne	(41)

I pół. 2021

EBITDA	1 417
Skorygowana EBITDA	1 375
<i>w tym:</i>	
Rezerwy aktuarialne	(41)

Tabela 7: Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

(mln PLN)	Stan na dzień 31 grudnia 2021	Stan na dzień 30 czerwca 2022	Zmiana 2022/2021	Zmiana 2022/2021 (%)
AKTYWA				
Aktywa trwałe				
Rzeczowe aktywa trwałe	15 281	15 573	292	2%
Aktywa niematerialne	974	902	(72)	-7%
Aktywa z tytułu prawa do użytkowania	1 063	1 093	30	3%
Inwestycje w jednostki stowarzyszone i we wspólne przedsięwzięcia wyceniane metodą praw własności	128	136	8	6%
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	237	252	15	6%
Pozostałe długoterminowe aktywa finansowe	254	307	53	21%
Pozostałe aktywa długoterminowe	289	620	331	> 100%
	18 226	18 883	657	4%
Aktywa obrotowe				
Zapasy	111	180	69	62%
Należności z tytułu podatku dochodowego	102	161	59	58%
Należności z tytułu dostaw i usług	2 074	2 521	447	22%
Pozostałe krótkoterminowe aktywa finansowe	105	136	31	30%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	340	657	317	93%
Pozostałe aktywa krótkoterminowe	231	481	250	> 100%
	2 963	4 136	1 173	40%
Aktywa zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży	49	56	7	14%
SUMA AKTYWÓW	21 238	23 075	1 837	9%
PASYWA				
Kapitał własny				
Kapitał podstawowy	4 522	4 522	-	-
Różnice kursowe z przeliczenia jednostki zagranicznej	5	6	1	20%
Kapitał rezerwowy	821	1 031	210	26%
Kapitał zapasowy	1 661	1 661	-	-

Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających	87	144	57	66%
Zyski zatrzymane	2 912	3 821	909	31%
Kapitał własny przypadający właścicielom jednostki dominującej	10 008	11 185	1 177	12%
Udziały niekontrolujące	(66)	396	462	> 100%
	9 942	11 581	1 639	16%
Zobowiązania długoterminowe				
Kredyty i pożyczki	1 309	1 285	(24)	-2%
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	2 501	2 556	55	2%
Rezerwy długoterminowe	734	596	(138)	-19%
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	910	923	13	1%
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje długoterminowe	301	297	(4)	-1%
Zobowiązania z tytułu leasingu	838	837	(1)	-0%
Pozostałe zobowiązania finansowe długoterminowe	9	8	(1)	-11%
Zobowiązania z tytułu umów	9	9	-	-
	6 611	6 511	(100)	-2%
Zobowiązania krótkoterminowe				
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 067	1 546	479	45%
Zobowiązania z tytułu umów	297	281	(16)	-5%
Bieżąca część kredytów i pożyczek	1 395	1 303	(92)	-7%
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	31	25	(6)	-19%
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	13	3	(10)	-77%
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje	180	169	(11)	-6%
Rezerwy krótkoterminowe	1 073	1 071	(2)	-0%
Pozostałe zobowiązania finansowe	448	396	(52)	-12%
Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	161	174	13	8%
	4 665	4 968	303	6%
Zobowiązanie bezpośrednio związane z aktywami zaklasyfikowanymi jako przeznaczone do sprzedaży	20	15	(5)	-25%
Zobowiązania razem	11 296	11 494	198	2%
SUMA PASYWÓW	21 238	23 075	1 837	9%

Na dzień 30 czerwca 2022 roku suma bilansowa Grupy Energa wyniosła 23 075 mln zł i była wyższa o 1 837 mln zł w stosunku do stanu na koniec 2021 roku.

W ramach aktywów trwałych największa zmiana dotyczyła dwóch pozycji: Pozostałe aktywa długoterminowe (wzrost wynikał głównie z zaliczek zapłaconych w związku z procesem budowy elektrowni gazowo-parowych w Ostrołęce oraz Grudziądzu) oraz Rzeczowe aktywa trwałe (wzrost dotyczył głównie nakładów pomniejszych o amortyzację w Linii Biznesowej Dystrybucja oraz w działalności pozostałej (realizacja prac w projekcie budowy elektrowni gazowo-parowej w Ostrołęce). W wyniku testów na utratę wartości aktywów trwałych wzrost pozycji Rzeczowe aktywa trwałe został częściowo zredukowany odpisami na majątek w spółce Energa Kogeneracja Sp. z o.o. (Linia Biznesowa Wytwarzanie).

W ramach aktywów obrotowych najistotniejsza zmiana dotyczyła należności z tytułu dostaw i usług w szczególności w spółce Energa Obrót SA. Wzrost należności był pochodną wzrostu wartości sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych na skutek dynamicznego wzrostu cen energii.

Kapitał własny Grupy Energa na dzień 30 czerwca 2022 roku wyniósł 11 581 mln zł i finansował Grupę w 50%.

W ramach zobowiązań największe wzrosty dotyczyły zobowiązań z tytułu dostaw i usług (wzrost cen zakupu energii). Z kolei spadek zobowiązań dotyczył głównie rezerwy długoterminowej na świadczenia emerytalne i podobne co było w szczególności efektem wzrostu stopy dyskontowej.

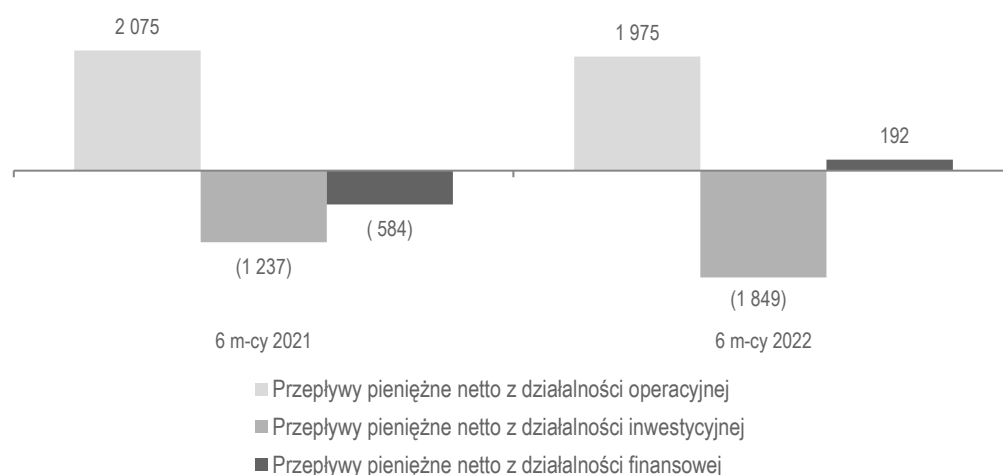
Na dzień 30 czerwca 2022 roku w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej wyodrębnione zostały pozycje: Aktywa zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży oraz Zobowiązanie bezpośrednio związane z aktywami zaklasyfikowanymi jako przeznaczone do sprzedaży co związane jest z podjętymi przez Grupę działaniami zmierzającymi do sprzedaży udziałów w jednostce zależnej Energa Invest Sp. z o.o.

Tabela 8: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

w mln zł	6 m-cy 2021*	6 m-cy 2022	Zmiana 2022/2021	Zmiana 2022/2021 (%)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 075	1 975	(100)	-5%
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 237)	(1 849)	(612)	-49%
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(584)	192	776	> 100%
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	254	318	64	25%

* dane przekształcone

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



Łączne przepływy netto środków pieniężnych z działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej Grupy w I półroczu 2022 roku były dodatnie i wyniosły 318 mln zł, wobec 254 mln zł przepływów w analogicznym okresie 2021 roku.

Dodatnie przepływy z działalności operacyjnej wynikały głównie z wypracowanego zysku brutto w kwocie 1 283 mln zł wobec 864 mln zł osiągniętych w analogicznym okresie 2021 roku. Jednak ujemna wartość kapitału obrotowego wynosząca (305) mln zł wobec 452 mln zł w analogicznym okresie 2021 roku, której głównym czynnikiem był wzrost należności w kwocie (569) mln zł wobec (16) mln zł w I półroczu 2021 roku oraz wyższa wartość zapłaconego podatku dochodowego (329) mln zł wobec (162) mln zł w tożsamym okresie 2021 roku spowodowały, że ogólna wartość przepływów z działalności operacyjnej wyniosła 1 975 mln zł w I półroczu 2022 roku i była niższa wobec przepływów w kwocie 2 075 mln zł osiągniętych w tożsamym okresie 2021 roku.

Przepływy netto z działalności inwestycyjnej w I półroczu 2022 roku wyniosły (1 849) mln zł i wobec (1 237) mln zł w tożsamym okresie 2021 roku, co wynikało przede wszystkim z wydatków na zakup rzeczowych aktywów trwałych, które wyniosły (1 884) mln zł w 2022 roku wobec (1 262) mln zł w tym samym okresie 2021 roku.

W I półroczu 2022 wypływy pieniężne z działalności finansowej wyniosły 192 mln zł i wynikały głównie z zaciągnięcia nowych zobowiązań finansowych w kwocie 1 300 mln zł, emisji udziałów w spółce CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. 447 mln zł oraz

otrzymanych dotacji w kwocie 14 mln zł. Wydatki związane z działalnością finansową w I półroczu 2022 roku wynikały z harmonogramu spłat obecnych instrumentów dłużnych w kwocie (1 404) mln zł, spłaty zadłużenia leasingowego (60) mln zł, bieżących płatności odsetkowych (98) mln zł oraz wydatków z tytułu prowizji w wysokości (7) mln zł. W porównywalnym okresie 2021 roku wystąpiły ujemne przepływy pieniężne z działalności finansowej w kwocie (584) mln zł, które wynikały głównie z wyższego salda wykupu dłużnych papierów wartościowych jak również spłaty zadłużenia kredytowego oraz leasingowego wraz z odsetkami (1 684) mln zł wobec pozyskania zewnętrznego finansowania w kwocie 1 066 mln zł oraz otrzymanych dotacji wynoszących 40 mln zł. Spłaty zaciągniętego zadłużenia w rozpatrywanych okresach zostały zrealizowane zgodnie z obowiązującymi harmonogramami.

4.3. Charakterystyka struktury aktywów i pasywów skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji

Rysunek 14: Struktura aktywów i pasywów

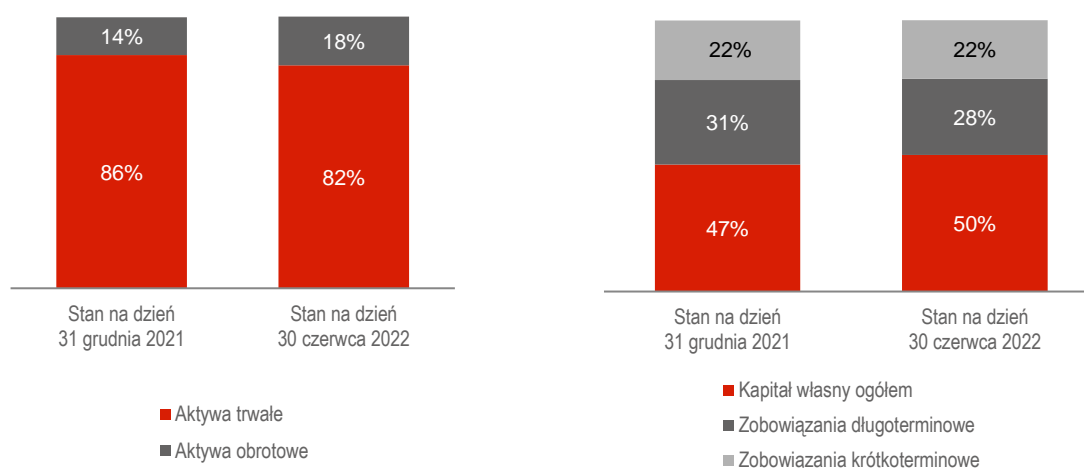


Tabela 9: Wskaźniki finansowe Grupy Energa

Wskaźnik	Definicja	I pół. 2021	I pół. 2022
Rentowność			
marża EBITDA	wynik na działalności operacyjnej + amortyzacja + odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych / przychody ze sprzedaży	21,2%	21,2%
rentowność kapitałów własnych (ROE)	zysk netto za okres*/ kapitał własny na koniec okresu	10,5%	11,4%
rentowność sprzedaży (ROS)	zysk netto za okres / przychody ze sprzedaży	10,0%	11,1%
rentowność majątku (ROA)	zysk netto za okres*/ aktywa ogółem na koniec okresu	4,9%	5,7%

Wskaźnik	Definicja	Stan na dzień 31 grudnia 2021	Stan na dzień 30 czerwca 2022
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	6 113	6 050
zobowiązania finansowe netto (mln zł)	zobowiązania finansowe - środki pieniężne i ich ekwiwalenty	5 773	5 393
wskaźnik długu netto**/EBITDA*	zobowiązania finansowe netto/EBITDA	1,6	1,2

* 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 2022 roku w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego (czynniki wpływające na te zmiany zostały opisane w części dotyczącej omówienia wielkości finansowych). W związku z podobną dynamiką wzrostu EBITDA oraz przychodów, wskaźnik marża EBITDA nie uległ zmianie i wyniósł w I półroczu 2022 roku 21,2%. Czynniki operacyjne wpływające na poprawę EBITDA wpłynęły także na poprawę wyniku netto r/r, a co za tym idzie poprawę wskaźników rentowności.

Wskaźnik bieżącej płynności uległ poprawie od stanu z końca 2021 roku i wynosił 0,8 na koniec I półrocza 2022 roku.

Na spadek wskaźnika dług netto/EBITDA wpłynął niższy poziom zobowiązań finansowych oraz wyższy poziom środków pieniężnych i ich ekwiwalentów na dzień 30 czerwca 2022 w stosunku do 31 grudnia 2021 roku, a także wyższa EBITDA uroczniona na koniec czerwca 2022 w stosunku do EBITDA za 2021 rok.

4.4. Opis istotnych pozycji pozabilansowych

Informacje w tym zakresie znajdują się w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym – nota 21: *Aktywa i zobowiązania warunkowe*.

4.5. Prognozy wyników finansowych

Zarząd Spółki nie publikował prognoz dla jednostkowych i skonsolidowanych wyników finansowych za rok obrotowy 2022.



Elektrownia wodna we Włocławku

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. 2021	II kw. 2022	Zmiana	Zmiana (%)
DYSTRYBUCJA	559	565	6	1%
WYTWARZANIE	45	147	102	> 100%
SPRZEDAŻ	67	248	181	> 100%
POZOSTAŁE oraz wyłączenia i korekty konsolidacyjne	(12)	(19)	(7)	-58%
EBITDA Razem	659	941	282	43%

w mln zł	I pół. 2021	I pół. 2022	Zmiana 2022/2021	Zmiana 2022/2021 (%)
DYSTRYBUCJA	1 079	1 277	198	18%
WYTWARZANIE	149	453	304	> 100%
SPRZEDAŻ	211	307	96	45%
POZOSTAŁE oraz wyłączenia i korekty konsolidacyjne	(22)	(19)	3	14%
EBITDA Razem	1 417	2 018	601	42%

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. 2021	II kw. 2022	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2021	I pół. 2022	Zmiana 2022/2021	Zmiana 2022/2021 (%)
Grupa taryfowa A (WN)	885	933	48	5%	1 737	1 853	116	7%
Grupa taryfowa B (SN)	2 199	2 271	73	3%	4 460	4 702	242	5%
Grupa taryfowa C (nN)	1 080	991	(89)	-8%	2 126	2 158	32	2%
Grupa taryfowa G (nN)	1 597	1 473	(124)	-8%	3 244	3 165	(79)	-2%
Dystrybucja energii razem	5 761	5 668	(93)	-2%	11 567	11 879	312	3%

W I półroczu 2022 roku wolumen dostarczonej energii elektrycznej wyniósł 11 879 GWh i był wyższy o 3% niż w analogicznym okresie roku ubiegłego. Z kolei w II kwartale 2022 roku wolumen dystrybucji energii elektrycznej wyniósł 5 668 GWh i był o 2% niższy r/r. Zmiany wolumenu w I półroczu, jak i w II kwartale, były przede wszystkim efektem obostrzeń i zjawisk wynikających z pandemii COVID-19: częściowym lockdownem gospodarki i zwiększeniem zakresu pracy oraz nauki zdalnej w gospodarstwach domowych w 2021 roku. W pierwszym półroczu 2022 roku obostrzenia obowiązywały w dużo mniejszym zakresie. Ponadto nastąpiło zwiększenie liczby odbiorców we wszystkich grupach taryfowych. Spadek r/r wolumenu zaobserwowany w II kwartale 2022 roku wynika również ze wzrostu ilości prosumentów, a tym samym zmniejszenia poboru

energii elektrycznej w wyniku wyższej autokonsumpcji z generacji fotowoltaiki oraz zwiększenia skłonności odbiorców do oszczędności z sytuacją makroekonomiczną i geopolityczną.

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. 2021	17,2	5,6	22,8	0,4	0,0	0,4
II kw. 2022	26,9	6,9	33,9	0,5	0,0	0,6
Zmiana	9,8	1,3	11,1	0,1	0,0	0,1
Zmiana (%)	57%	24%	49%	32%	23%	31%
I pół. 2021	35,3	10,5	45,9	0,7	0,1	0,8
I pół. 2022	329,7	11,9	341,6	2,2	0,1	2,3
Zmiana 2022/2021	294,4	1,3	295,7	1,5	0,0	1,5
Zmiana 2022/2021 (%)	> 100%	12%	> 100%	> 100%	7%	> 100%

Grupa Energa w I półroczu 2022 roku osiągnęła wysoki poziom wskaźnika SAIDI (planowane i nieplanowane z katastrofalnymi) 341,6 minut na odbiorcę wobec 45,9 minut na odbiorcę w analogicznym okresie 2021 roku. Również wartość wskaźnika SAIFI uległa pogorszeniu. Uzyskane w pierwszym półroczu 2022 roku łączne wyniki wskaźników niezawodności zasilania SAIDI i SAIFI są efektem trzech istotnych awarii masowych wywołanych huraganowymi wiatrami, które miały miejsce w styczniu i lutym br., a także jednej awarii masowej w II kwartale 2022. W I półroczu ubiegłego roku nie odnotowano zdarzeń o tak istotnym wpływie na wskaźniki.

Wskaźniki SAIDI i SAIFI dla wysokiego i średniego napięcia (WN i SN) z wyłączeniem awarii masowych osiągnięte przez Energa Operator SA ukształtowały się na następujących poziomach:

- SAIDI (minuty na odbiorcę) – 56,2 w I półroczu 2022 roku wobec 36,0 w I półroczu 2021 roku,
- SAIFI (zakłócenia na odbiorcę) – 1,1 w I półroczu 2022 roku wobec 0,8 w I półroczu 2021 roku.

5.1.2. Wyniki finansowe

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

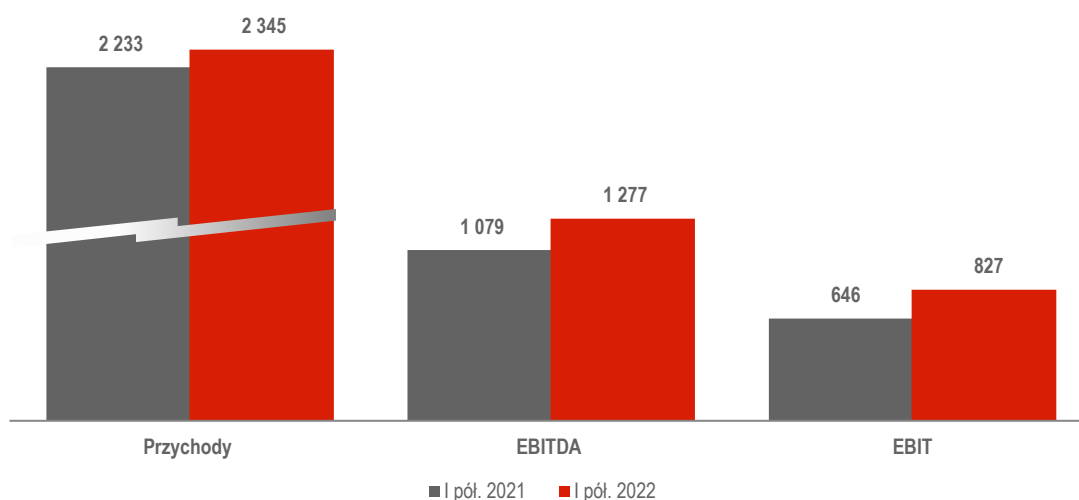
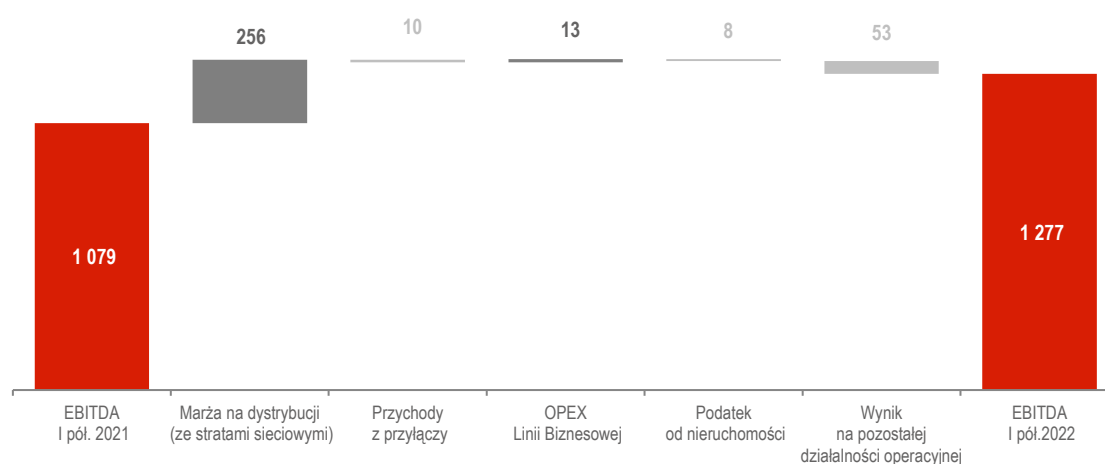


Tabela 13: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja

w mln zł	II kw. 2021	II kw. 2022	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	1 092	1 110	18	2%
EBITDA	559	565	6	1%
amortyzacja	220	228	8	4%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	339	337	(2)	-1%
Wynik netto	192	224	32	17%
CAPEX	370	388	18	5%

w mln zł	I pół. 2021	I pół. 2022	Zmiana 2022/2021	Zmiana 2022/2021 (%)
Przychody	2 233	2 345	112	5%
EBITDA	1 079	1 277	198	18%
amortyzacja	433	450	17	4%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	646	827	181	28%
Wynik netto	421	577	156	37%
CAPEX	670	664	(6)	-1%

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



Linia Biznesowa Dystrybucja wypracowała w I półroczu 2022 roku 63% EBITDA Grupy Energa (w okresie porównywalnym 2021 roku było to 76% EBITDA Grupy).

Przychody ze sprzedaży w I półroczu 2022 roku ukształtowały się na poziomie 2 345 mln zł, tj. o 5% wyższym niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Wzrost przychodów wynika przede wszystkim z wyższych przychodów z dostawy usługi dystrybucyjnej, co związane jest z wyższym wolumenem sprzedaży oraz wyższą średnią ceną sprzedaży usługi dystrybucyjnej.

EBITDA tej Linii za I półrocze 2022 roku wyniosła 1 277 mln zł wobec 1 079 mln zł w analogicznym okresie roku ubiegłego. Istotny wpływ na ukształtowanie się EBIT miała wyższa o 256 mln zł marża na dystrybucji (ze stratami sieciowymi). Był to przede wszystkim efekt wyższego o około 3% wolumenu sprzedaży usługi dystrybucyjnej. Korzystny wpływ miał także niższy wolumen energii na pokrycie strat sieciowych oraz wycena szacunku niezafakturowanych strat sieciowych.

Pozostałe czynniki wpływające na zmianę poziomu wyniku operacyjnego EBIT to istotnie niekorzystne saldo strat losowych w związku z awariami masowymi jakie miały miejsce w I półroczu br. oraz brak korzystnego zdarzenia jednorazowego, które poprawiło wyniki Linii w 2021 roku – ujęcia ugody z PKN ORLEN. Korzystnie wpłynął natomiast niższy OPEX Linii.

Zysk netto Linii Biznesowej Dystrybucja w I półroczu 2022 roku wyniósł 577 mln zł, czyli był o 37% wyższy r/r. Poprawa była głównie efektem zmiany EBIT.

Nakłady inwestycyjne tej Linii wyniosły 664 mln zł i były na zbliżonym poziomie do analogicznego okresu roku ubiegłego.

W II kwartale 2022 roku EBITDA Linii Biznesowej Dystrybucja wyniosła 565 mln zł i była r/r nieznacznie wyższa. Natomiast EBIT wyniósł 337 mln zł i również utrzymał poziom z I półrocza 2021 roku. Istotny wpływ na ukształtowanie się wyniku operacyjnego miała niższa o 12 mln zł marża na dystrybucji (ze stratami sieciowymi), niższe o 16 mln zł przychody z przyłączy oraz niższy o 15 mln zł OPEX. Na korzyść zadziałały otrzymane odszkodowania z tytułu strat losowych.

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. 2021	II kw. 2022	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2021	I pół. 2022	Zmiana 2022/2021	Zmiana 2022/2021 (%)
Elektrownie - węgiel kamienny	497	691	194	39%	1 089	1 443	354	32%
Elektrownie - współspalanie biomasy	-	-	-	-	-	-	-	-
Elektrociepłownie - węgiel kamienny	7	4	(3)	-43%	16	9	(7)	-44%
Elektrociepłownie - biomasa	21	21	(0)	-2%	44	34	(10)	-22%
Elektrownie - woda	250	198	(53)	-21%	510	493	(17)	-3%
Elektrownia szczytowo-pompowa	15	24	9	64%	34	47	13	38%
Elektrownie - wiatr	103	107	4	4%	227	296	70	31%
Elektrownie - fotowoltaika	2	3	1	36%	3	4	1	40%
Produkcja energii razem	895	1 048	153	17%	1 922	2 326	403	21%
<i>w tym z OZE</i>	377	329	(48)	-13%	783	827	44	6%

Aktywa wytwórcze w Grupie Energa w I półroczu 2022 roku wyprodukowały ok. 2,3 TWh energii elektrycznej wobec 1,9 TWh w analogicznym okresie roku ubiegłego (tj. więcej o 21%). Tendencja wzrostowa dotyczyła głównie Elektrowni w Ostrołęce oraz elektrowni wiatrowych. W tym okresie 62% wytworzonej przez Grupę energii elektrycznej brutto pochodziło z węgla kamiennego, 23% z wody, 13% z wiatru i 1% z biomasy.

Poziom produkcji w elektrowni w Ostrołęce wynikał z poziomu pracy w wymuszeniu na rzecz Operatora Systemu Przesyłowego w Polsce, dyspozycyjności tych bloków oraz zawartych kontraktów rynkowych. Produkcja energii w źródłach wodnych to efekt 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, dyspozycyjności posiadanych bloków kogeneracyjnych oraz dostępności surowców wytwórczych (m.in. biomasy).

W II kwartale 2022 roku głównie w elektrowni w Ostrołęce nastąpił istotny wzrost produkcji przy jednoczesnym znaczącym spadku produkcji w elektrowniach wodnych.

Tabela 15: Produkcja ciepła brutto

Produkcja ciepła brutto w TJ	II kw. 2021	II kw. 2022	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2021	I pół. 2022	Zmiana 2022/2021	Zmiana 2022/2021 (%)
ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o.	420	457	37	9%	1 366	1 176	(190)	-14%
ENERGA Elektrownie Ostrołęka S.A.	216	214	(1)	-1%	688	657	(31)	-4%
Ciepło Kaliskie Sp. z o.o.	46	38	(8)	-17%	194	168	(26)	-13%
Produkcja ciepła brutto razem	682	710	27	4%	2 248	2 001	(247)	-11%

W I półroczu 2022 roku Grupa wyprodukowała o 247 TJ (tj. o 11%) mniej ciepła brutto r/r na co wpływ miała m.in. temperatura powietrza kształtująca zapotrzebowanie u odbiorców lokalnych w miastach Ostrołęka, Elbląg i Kalisz.

Wyższą produkcję ciepła odnotowano natomiast w II kwartale 2022 r. w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego. Grupa wyprodukowała o 27 TJ (tj. o 4%) więcej ciepła r/r, na co wpływ miały, podobnie jak w I półroczu r/r, warunki pogodowe.

Tabela 16: Wolumen i koszt zużycia kluczowych paliw*

Zużycie paliw*	II kw. 2021	II kw. 2022	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2021	I pół. 2022	Zmiana	Zmiana (%)
Węgiel kamienny								
Ilość (tys. ton)	242	309	67	28%	544	674	130	24%
Koszt (mln zł)	68	111	43	63%	156	243	87	56%
Biomasa								
Ilość (tys. ton)	20	20	(1)	-3%	45	33	(12)	-27%
Koszt (mln zł)	8	22	14	> 100%	19	33	15	79%
Zużycie paliw razem (mln zł)	77	134	57	74%	175	276	102	58%

* łącznie z kosztem transportu

W I półroczu 2022 roku wytwórcy Grupy zużyli o 130 tys. ton więcej węgla kamiennego oraz o 12 tys. ton mniej biomasy w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego. Obniżenie produkcji z biomasy to głównie efekt niższej dostępności surowca na rynku oraz dyspozycyjności bloku biomasowego w Elblągu. Wyższe zużycie węgla wynikało z większej produkcji energii elektrycznej głównie przez elektrownię w Ostrołęce. Jednocześnie, odnotowano wyższe koszty jednostkowe zakupu węgla oraz biomasy. Podobne tendencje odnotowano także w samym II kwartale 2022 r.

5.2.2. Wyniki finansowe

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

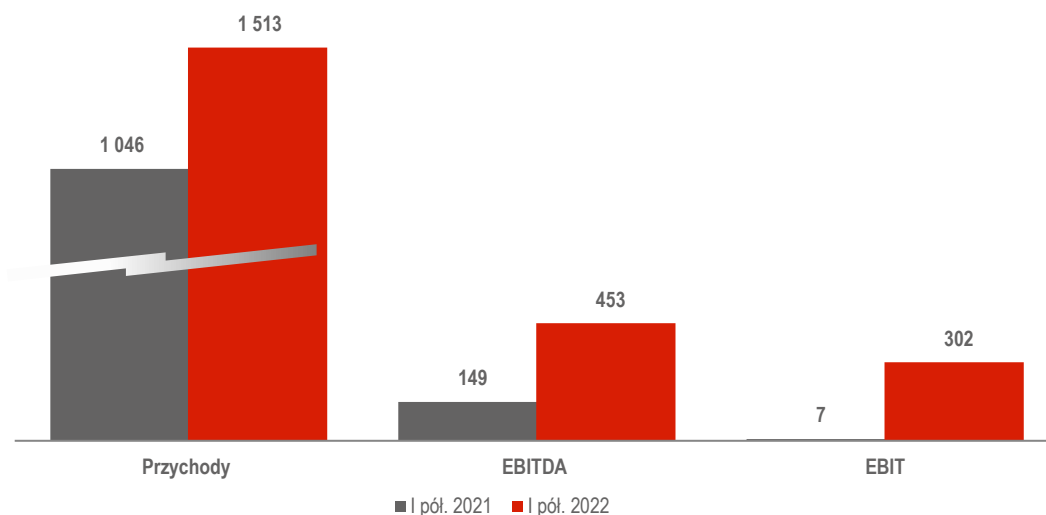


Tabela 17: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa

w mln zł	II kw. 2021	II kw. 2022	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	502	713	211	42%
EBITDA	45	147	102	> 100%
amortyzacja	36	41	5	14%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	62	79	17	27%
EBIT	(53)	27	80	> 100%
Wynik netto	(74)	56	130	> 100%
CAPEX	41	30	(11)	-27%

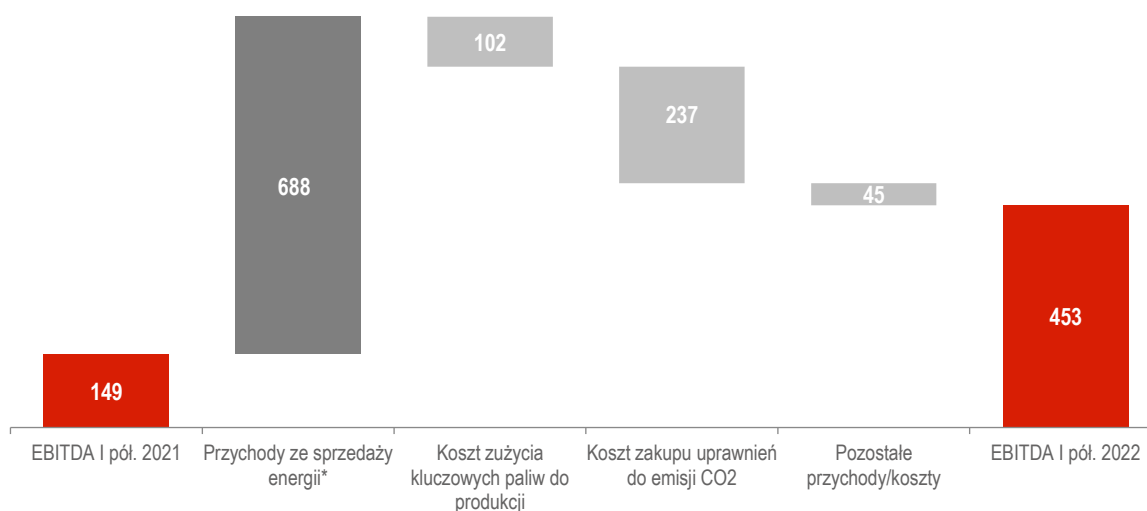
w mln zł	I pół. 2021	I pół. 2022	Zmiana 2022/2021	Zmiana 2022/2021 (%)
Przychody	1 046	1 513	467	45%
EBITDA	149	453	304	> 100%
amortyzacja	70	78	8	11%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	72	73	1	1%
EBIT	7	302	295	> 100%
Wynik netto	(33)	254	287	> 100%
CAPEX	70	50	(20)	-29%

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

w mln zł	II kw. 2021	II kw. 2022	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2021	I pół. 2022	Zmiana 2022/2021	Zmiana 2022/2021 (%)
Woda	55	83	28	51%	110	197	87	80%
Wiatr	26	37	11	42%	60	128	68	> 100%
Elektrownia w Ostrołęce	(37)	45	82	> 100%	(20)	181	201	> 100%
Pozostałe i korekty	2	(18)	(20)	< -100%	(0)	(53)	(53)	< -100%
Razem Wytwarzanie	45	147	102	> 100%	149	453	304	> 100%

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



* uwzględnia handel energii elektrycznej netto (przychód minus koszt)

Udział Linii Biznesowej Wytwarzanie w łącznym wyniku EBITDA Grupy wyniósł 22% w I półroczu 2022 roku (11% w analogicznym okresie roku ubiegłego).

EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie w I półroczu 2022 roku wyniosła 453 mln zł, czyli była o 304 mln zł wyższa r/r. Głównymi czynnikami kształtującymi poziom EBITDA tej Linii w I półroczu 2022 roku były m.in. przychody ze sprzedaży energii, koszty zużycia kluczowych paliw do produkcji oraz koszty zakupu uprawnień do emisji.

Wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej to wynik głównie wyższych poziomów cen sprzedaży energii elektrycznej oraz wyższej produkcji energii (przez elektrownię w Ostrołęce i źródła wiatrowe).

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

Wzrost kosztu zakupu uprawnień do emisji CO2 był spowodowany wzrostem rynkowych cen uprawnień do emisji, wyższej produkcji przez źródła konwencjonalne (głównie elektrowni w Ostrołęce) oraz relatywnie niewielką ilością przyznanym darmowych uprawnień do emisji.

Nakłady inwestycyjne tej Linii w I półroczu 2022 roku były niższe o 20 mln zł r/r, a ich poziom wynikał głównie z zadań związanych z rozwojem aktywów ciepłowniczych oraz budową nowych mocy PV.

Oprócz wyżej prezentowanych czynników kształtujących EBITDA należy dodatkowo podkreślić istotny czynnik kształtujący EBIT i wynik brutto Linii Biznesowej Wytwarzanie, tj.: odpis wartości majątku spółki Energa Kogeneracja w wyniku przeprowadzonego testu na utratę wartości w II kwartale 2022 roku. Przesłanką do tego przeprowadzenia testu były bieżące i prognozowane wyniki tej spółki.

Wyższy poziom EBITDA Linii za II kwartał w ujęciu r/r (o 102 mln zł r/r) był w głównej mierze spowodowany wyższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej. Pozytywny wpływ powyższego czynnika został tylko częściowo obniżony wyższym kosztem zużycia kluczowych paliw do produkcji oraz wyższym kosztem zakupu uprawnień do emisji.

Tabela 19: Wyniki Obszaru Wytwarzania Woda

w mln zł	II kw. 2021	II kw. 2022	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2021	I pół. 2022	Zmiana 2022/2021	Zmiana 2022/2021 (%)
Przychody	78	119	42	54%	162	269	107	66%
EBITDA	55	83	28	51%	110	197	87	80%
EBIT	46	74	28	60%	92	179	87	94%
CAPEX	1	2	1	59%	1	4	2	> 100%

Tabela 20: Wyniki Obszaru Wytwarzania Wiatr

w mln zł	II kw. 2021	II kw. 2022	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2021	I pół. 2022	Zmiana 2022/2021	Zmiana 2022/2021 (%)
Przychody	36	82	46	> 100%	78	163	85	> 100%
EBITDA	26	37	11	42%	60	128	68	> 100%
EBIT	9	20	11	> 100%	27	96	69	> 100%
CAPEX	1	1	0	57%	2	1	(1)	-39%

Tabela 21: Wyniki Obszaru Wytwarzania Elektrownia w Ostrołęce

w mln zł	II kw. 2021	II kw. 2022	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2021	I pół. 2022	Zmiana 2022/2021	Zmiana 2022/2021 (%)
Przychody	355	490	135	38%	724	999	275	38%
EBITDA	(37)	45	82	> 100%	(20)	181	201	> 100%
EBIT	(101)	44	145	> 100%	(79)	186	265	> 100%
CAPEX	3	1	(2)	-82%	6	3	(2)	-40%

Tabela 22: Wyniki Obszaru Wytwarzania Pozostałe i korekty

w mln zł	II kw. 2021	II kw. 2022	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2021	I pół. 2022	Zmiana 2022/2021	Zmiana 2022/2021 (%)
Przychody	34	22	(12)	-37%	83	82	(1)	-1%
EBITDA	2	(18)	(20)	< -100%	(0)	(53)	(53)	< -100%
EBIT	(7)	(112)	(104)	< -100%	(33)	(159)	(126)	< -100%
CAPEX	35	26	(10)	-28%	60	41	(19)	-32%

5.3. Linia Biznesowa Sprzedaż

5.3.1. Działalność biznesowa i operacyjna

Tabela 23: Sprzedaż energii elektrycznej przez Linię Biznesową Sprzedaż

Sprzedaż energii elektrycznej przez Linię Biznesową Sprzedaż w GWh	II kw. 2021	II kw. 2022	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2021	I pół. 2022	Zmiana 2022/2021	Zmiana 2022/2021 (%)
Sprzedaż energii detaliczna	4 398	4 236	(163)	-4%	9 315	8 953	(363)	-4%
Sprzedaż energii na rynku hurtowym, w tym:	731	960	230	31%	1 518	2 007	490	32%
<i>Sprzedaż energii na rynek bilansujący</i>	397	165	(232)	-59%	964	564	(400)	-41%
<i>Pozostała sprzedaż hurtowa</i>	334	796	462	> 100%	554	1 443	889	> 100%
Sprzedaż energii razem	5 129	5 196	67	1%	10 833	10 960	127	1%

W I półroczu 2022 roku łączny wolumen sprzedanej energii elektrycznej przez Linię Biznesową Sprzedaż był wyższy o 1% (tj. o 127 GWh) w porównaniu do I półrocza 2021 roku. Jest to wypadkowa wyższej sprzedaży na rynku hurtowym oraz niższej na rynku detalicznym.

Wolumen sprzedaży na rynku detalicznym obniżył się w I półroczu 2022 roku o 4% (tj. o 363 GWh) w ujęciu r/r. W ramach sprzedaży detalicznej nastąpił spadek wolumenu sprzedaży do klientów biznesowych (o 3%) oraz do gospodarstw domowych (o 2%). Spadek sprzedaży do biznesu związany jest z mniejszą kontrakcją wolumenu na 2022 rok względem roku poprzedniego. W przypadku gospodarstw domowych niższe zużycie to m.in. efekt przyrostu bazy prosumentów, co szczególnie jest widoczne w spadku zużycia w II kwartale br. względem II kwartału roku poprzedniego.

Na koniec I półrocza 2022 roku liczba odbiorców końcowych energii elektrycznej (mierzona jako Punkty Poboru Energii) Linii Biznesowej Sprzedaż wynosiła 3,2 mln i wykazała wzrost o ok. 33 tys. klientów w ujęciu r/r. Za przyrost bazy klientów w głównej mierze odpowiada grupa taryfowa G (gospodarstwa domowe).

Sprzedaż energii elektrycznej na rynku hurtowym wzrosła z kolei w I półroczu 2022 roku o 490 GWh (tj. o 32%) w stosunku do I półrocza 2021 roku. Przyczyną tego wzrostu była dużo większa skala wyprzedaży na rynku hurtowym nadwyżek energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł OZE, w tym z farm wiatrowych, których produkcja była w I półroczu 2022 roku znacznie wyższa niż w ubiegłym roku, oraz od prosumentów, ze względu na dynamiczny przyrost ich liczby.

W II kwartale 2022 roku trend był analogiczny jak w całym I półroczu 2022 roku, tj. wolumen sprzedaży energii był wyższy także o 1% (o 67 GWh) r/r. Wolumen sprzedaży na rynku detalicznym był o 4% niższy niż w II kwartale ubiegłego roku, z kolei wolumen sprzedaży energii na rynku hurtowym wzrósł o 31% r/r.

5.3.2. Wyniki finansowe

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

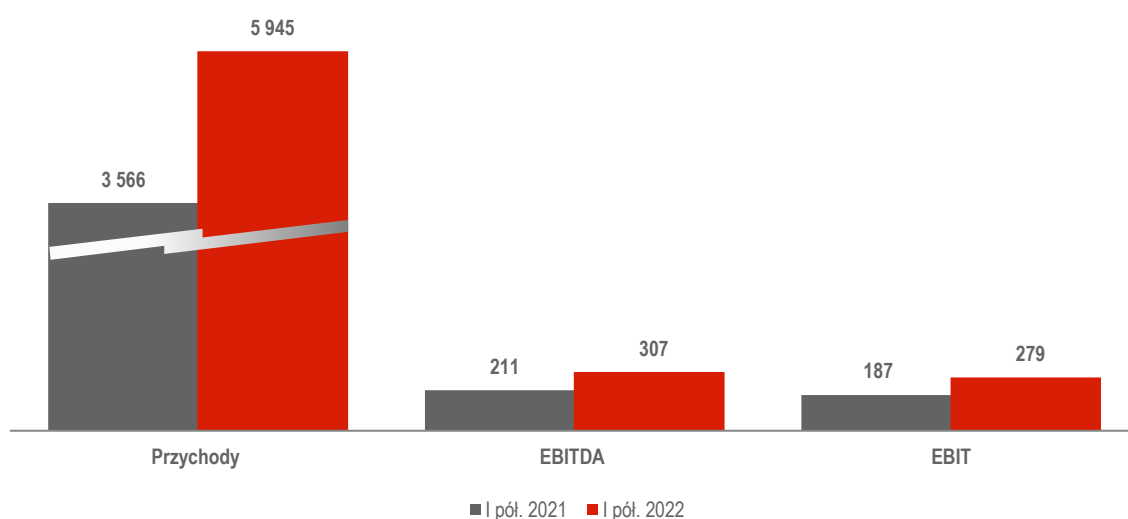
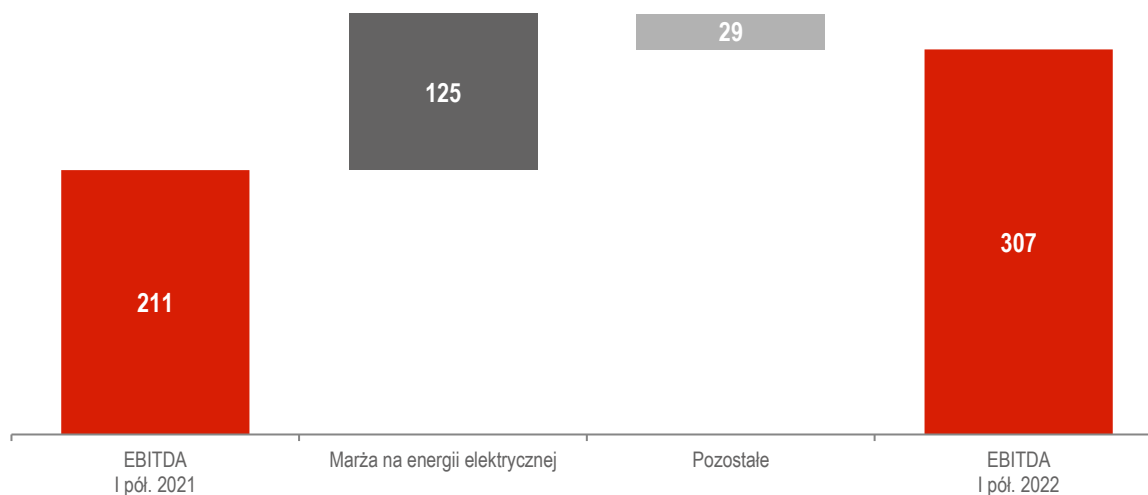


Tabela 24: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż Grupy Energa

w mln zł	II kw. 2021	II kw. 2022	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	1 709	2 867	1 158	68%
EBITDA	67	248	181	> 100%
amortyzacja	12	14	2	17%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	55	234	179	> 100%
Wynik netto	45	188	143	> 100%
CAPEX	11	12	1	9%

w mln zł	I pół. 2021	I pół. 2022	Zmiana 2022/2021	Zmiana 2022/2021 (%)
Przychody	3 566	5 945	2 379	67%
EBITDA	211	307	96	45%
amortyzacja	24	28	4	17%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	187	279	92	49%
Wynik netto	152	222	70	46%
CAPEX	23	21	(2)	-9%

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



W I półroczu 2022 roku EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż wyniosła 307 mln zł i była wyższa o 96 mln zł (45%) w porównaniu z wynikiem osiągniętym w analogicznym okresie 2021 roku (EBITDA na poziomie 211 mln zł). EBITDA tej Linii w I półroczu 2022 roku stanowiła 15% EBITDA Grupy, podobnie jak w I półroczu 2021 roku.

Przychody Linii Biznesowej Sprzedaż w I półroczu 2022 roku wyniosły 5 945 mln zł i były o 2 379 mln zł (67%) wyższe w porównaniu z I półroczem 2021 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 kluczowy wpływ miał wzrost marży na sprzedaży energii elektrycznej (o 125 mln zł). Jest to efekt wzrostu średniej marży jednostkowej. Pozytywny wpływ na marże miało także zanotowanie korzystnego wyniku finansowego na wyprzedaży nadwyżek energii z OZE pochodzącej z rynku lokalnego, co obniża uśredniony koszt zakupu energii do odbiorców końcowych.

W II kwartale 2022 roku EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż wyniosła 248 mln zł i była wyższa aż o 181 mln zł w porównaniu z analogicznym okresem 2021 roku. Przyczyny zmiany EBITDA r/r w ujęciu kwartalnym są zbliżone do przyczyn przedstawionych w ujęciu półrocznym powyżej, tj. najistotniejszy wpływ na wzrost wyniku miała wyższa marża na sprzedaży energii elektrycznej (o 166 mln zł). W II kwartale br. wystąpiła odmienna sytuacja w zakresie wygenerowania wyniku finansowego na wyprzedaży nadwyżek energii z OZE pochodzącej z rynku lokalnego w porównaniu do I kwartału br. ze względu na bardzo korzystne relacje cenowe, które spowodowały wygenerowanie pozytywnego wyniku finansowego na wyprzedaży tych nadwyżek, szczególnie w czerwcu.



Elektrownia Wodna Pierzchały

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 Enerę SA.

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

Rysunek 21: Proces zarządzania ryzykiem obowiązujący w Grupie Energa



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



Zarząd: pełni kluczową rolę i sprawuje nadzór nad zarządzaniem ryzykiem, określa kierunek zarządzania ryzykiem, przyjmuje wyniki raportowania ryzyka, wyznacza apetyt na ryzyko i strategię zarządzania ryzykiem.



Komórka ds. ryzyka: koordynuje proces zarządzania ryzykiem, przeprowadza przeglądy ryzyka i prowadzi cykliczny monitoring najważniejszych ryzyk, opracowuje raporty podsumowujące wyniki przeglądów, utrzymuje, administruje i rozwija System Zarządzania Ryzykiem w Grupie Energa.



Właściciel Ryzyka: zarządza ryzykiem, opracowuje i wdraża strategię zarządzania ryzykiem, monitoruje ryzyko, prowadząc bieżące i okresowe analizy ryzyka oraz raportuje jego aktualny poziom do Komórki ds. Ryzyka.



Pracownicy: przekazują informacje nt. ryzyk i zdarzeń.



Komitet Audytu: monitoruje skuteczność systemu zarządzania ryzykiem.



Komórka ds. Audytu i Kontroli: dokonuje niezależnej i obiektywnej oceny systemu zarządzania ryzykiem oraz uwzględnia wyniki przeglądu ryzyka w ramach realizowanych zadań.

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



przegląd ryzyka – polegający na identyfikacji i ocenie ryzyka oraz określeniu strategii zarządzania ryzykiem w kompleksowym ujęciu, wykonywany w cyklach półrocznych.



monitoring najważniejszych ryzyk – polegający na miesięcznej weryfikacji aktualności czynników i skutków ryzyka oraz statusu realizacji planów działania, wpływających na ocenę najważniejszych ryzyk.



bieżące zarządzanie ryzykiem – polegające na identyfikacji i ocenie ryzyka oraz określeniu strategii zarządzania ryzykiem w kontekście bieżących wydarzeń dotyczących Grupy Energa.

6.2. Opis istotnych czynników i ryzyk

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

Obszar strategiczny

Tabela 25: Najistotniejsze ryzyka strategiczne

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Stosowane mechanizmy kontrolne
Ryzyka planów strategicznych	<p>Kluczowe ryzyka w tym obszarze dotyczą zakłóceń oraz istotnych odchyłeń dla wyznaczonych KPI celów wskazanych m.in. w obszarze wytwarzania tj. budowa nowych mocy OZE, optymalizacja wykorzystania Energa Elektrownie Ostrołęka SA po 2025 r., redukcja emisyjności CO₂, inwestycje w aktywa gazowe, w obszarze dystrybucji tj. rozwój sieci dystrybucyjnej, przyłączenia do sieci nowych odbiorców, dostosowanie do wzrostu mocy OZE, utrzymanie jakości dostaw energii elektrycznej oraz w obszarze sprzedaży tj. poprawa wyników w podstawowej działalności detalicznej, zwiększanie liczby klientów, rozwój oferowanych usług i produktów.</p> <p>Materializacja ryzyk prowadzić może do pogorszenia pozycji konkurencyjnej Grupy, braku zakładanego wzrostu EBITDA czy braku spadku kosztów operacyjnych. Ryzyko może skutkować także karami regulacyjnymi, umownymi, środowiskowymi, wzrostem kosztów zmiennych, odpisami na majątku lub nieefektywnością poniesionych nakładów.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Realizacja inwestycji wskazanych w Wieloletnim Planie Inwestycji Strategicznych Grupy Energa na lata 2021-2030 - zgodnie z kryteriami planów inwestycyjnych; Bieżący nadzór oraz kontrola organów korporacyjnych nad realizacją planu inwestycyjnego, zgodnie z „Polityką Zarządzania Majątkiem w Grupie Energa” i „Polityką IT Grupy Energa”; 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.
Ryzyko dotyczące sytuacji polityczno –	Ryzyko związane ze zbrojnym konfliktem na terytorium Ukrainy wpływającym na: wzrost cyberzagrożeń, wzrost cen	<ul style="list-style-type: none"> Testowanie, nadzorowanie i monitorowanie obszaru teleinformatycznego pod kątem

gospodarczej na terytorium Ukrainy	<p>(w szczególności energii elektrycznej, gazu, paliw) oraz pogorszenie kursów wymiany PLN do głównych walut (EUR, USD), a także pojawienia się zaburzeń w dostawach surowców energetycznych oraz dostępności pracowników na rynku.</p> <p>Materializacja ryzyka może prowadzić do wzrostu kosztów: prowadzonych działań inwestycyjnych, zakupu paliw energetycznych dla prowadzonej działalności wytwórczej oraz w związku z wystąpieniem cyberataku do utraty kontroli nad integralnością, poufnością i dostępnością do danych.</p>	<p>możliwości wystąpienia ewentualnych zdarzeń zagrażających utrzymaniu ciągłości działania systemów IT oraz telekomunikacyjnych;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Stała współpraca z organami, służbami i instytucjami właściwymi w sprawach bezpieczeństwa i zarządzania kryzysowego; • Przygotowanie niezbędnej, obsady osobowej dla realizacji procesów krytycznych wchodzących w zakres zapewnienia ciągłości świadczenia usług kluczowych.
Ryzyka projektowe / inwestycyjne	<p>Ryzyka związane z inwestycjami prowadzonymi w ramach Grupy Energa w celu zwiększania potencjału wytwórczego, dystrybucyjnego i sprzedażowego Grupy Energa.</p> <p>Materializacja ryzyk prowadzić może do braku zwrotu z inwestycji na zakładanym poziomie, konieczności poniesienia dodatkowych nakładów lub spisania kosztów projektu, nieosiągnięcia planowanych przychodów, opóźnień w realizowanych projektach, eskalacji roszczeń na drodze sądowej, konieczności poniesienia kar lub skutków wizerunkowych.</p>	<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 odchyień w ramach największych CAPEX-ów; • Zawarte umowy i porozumienia; • Monitoring otoczenia rynkowego projektów, monitoring przedrealizacyjny.
Ryzyka rynkowe	<p>Ryzyka związane z handlem energią elektryczną m.in. związane z nieoczekiwaną zmiennością cen i płynnością 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.</p> <p>Materializacja ryzyk może prowadzić do problemów z realizacją celów strategicznych, nieoczekiwaną zmianę 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.</p>	<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 czy współpraca w ramach Towarzystwa Obrotu Energią; • Realizacja w poszczególnych spółkach projektów, mających na celu optymalizację kosztowo-efektywnościową; • Kontrola kosztów produkcji.
Ryzyko wizerunkowe	<p>Ryzyko związane z prowadzonymi działaniami marketingowymi i identyfikacją wizualną Grupy, wpływające na postrzeganie Grupy przez interesariuszy.</p> <p>Materializacja ryzyka prowadzić może do pogorszenia wiarygodności Grupy oraz jej pozycji konkurencyjnej, nadużyć (podszywania się pod znak Grupy), dodatkowych kosztów działań marketingowych i komunikacyjnych.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • System Identyfikacji Wizualnej - budowa spójnego wizerunku Grupy; • Monitoring otoczenia pod kątem obecności marki; • Komunikacja zewnętrzna wspierająca wizerunek Grupy związana z działaniami CSR i sponsoringowymi.

Obszar prawno-regulacyjny

Tabela 26: Najistotniejsze ryzyka prawno-regulacyjne

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Stosowane mechanizmy kontrolne
Ryzyko regulacyjne	<p>Ryzyko dotyczy zmian legislacyjnych wpływających na funkcjonowanie poszczególnych Linii Biznesowych Grupy Energa.</p> <p>Materializacja ryzyka może prowadzić do modyfikacji planów inwestycyjnych, osiągnięcia niższych przychodów od zakładanego planu, podwyższenia kosztów działalności czy</p>	<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;

	<p>powstaniu strat na sprzedaży, jak również nałożenia kar w przypadku nieprawidłowego wdrożenia przepisów prawnych.</p> <p>Ryzyko stanowi też szansę na przyjęcie rozwiązań prawnych, które umożliwią pozyskanie dodatkowych środków finansowych lub zapewnią system wsparcia dla aktywów Grupy.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Praca przedstawicieli Grupy w stowarzyszeniach branżowych.
<p>Ryzyko nadużyć</p>	<p>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 tym związku z realizacją projektów unijnych.</p> <p>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, skutkować zakazem aplikowania o środki publiczne (unijne bądź krajowe).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Realizacja Polityki przeciwdziałania nadużyciom i konfliktowi interesów; • Wewnętrzne regulacje z zakresu nadużyć, tworzenia i rozliczania zamówień dla projektów dofinansowanych ze środków UE oraz dot. procesu zakupowego; • Weryfikacja kluczowych dostawców towarów i usług; • Szkolenia dla pracowników (m.in. w zakresie antykorupcji); • Dedykowany kanał kontaktu do zgłaszania nadużyć; • Trzy linie obrony organizacji (system kontroli wewnętrznej, system zarządzania ryzykiem, audyt wewnętrzny); • Kontrole zewnętrzne; • Współpraca z Biurem Prawnym w zakresie zarządzania zgodnością w obszarze nadużyć oraz w zakresie zgłoszenia podejrzenia popełnienia przestępstwa.
<p>Ryzyko prawne</p>	<p>Ryzyko dotyczy prowadzonych przez podmioty Grupy lub przeciwko podmiotom postępowań sądowych i administracyjnych. Ryzyko związane jest również z możliwością wystąpienia roszczeń odszkodowawczych właścicieli gruntów.</p> <p>Materializacja ryzyka może prowadzić do konieczności wypłaty odszkodowań i kar, a także udzielenia bonifikat dla odbiorców, wynikających z przepisów prawa. Ryzyko może także skutkować brakiem możliwości prowadzenia inwestycji liniowych, zapisanych w planach rozwoju w Grupie Energa.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • System Zarządzania Zgodnością w Grupie Energa; • Opiniowanie umów pod kątem zapewnienia zgodności; • System monitorowania istotnych spraw; • Współpraca z kancelariami prawnymi i weryfikacja jakości usług świadczonych w zakresie pomocy prawnej; • System monitorowania istotnych spraw; • Wewnętrzne regulacje w zakresie koordynacji pomocy prawnej w Grupie Energa, a także dot. stanów prawnych nieruchomości energetycznych; • Umowy obligacyjne lub prawno-rzeczowe, regulujące ustanowienie służebności przesyłu / gruntowej.
<p>Ryzyko ochrony danych osobowych</p>	<p>Ryzyko dotyczy naruszenia prywatności i bezpieczeństwa informacji podmiotów danych.</p> <p>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.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Realizacja postanowień wewnętrznych regulacji dot. obszaru ochrony danych osobowych, w tym w zakresie postępowania z naruszeniami, 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.
<p>Ryzyko umów</p>	<p>Ryzyko związane jest z zawarciem umów na niekorzystnych warunkach, niewykonaniem lub nienależytym wykonaniem umów i możliwymi z tego tytułu roszczeniami/reklamacjami lub karami.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Wewnętrzne procedury w zakresie zawierania umów i udzielania zamówień; • Centralny Rejestr Umów; • Rejestr i ocena kwalifikowanych podwykonawców;

	Materializacja ryzyka może skutkować stratami finansowymi w związku z brakiem pokrycia kosztów przychodami z realizacji umowy.	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoring stopnia zaawansowania realizacji usług i dostaw.
Ryzyko klimatyczne	<p>Ryzyko związane jest ze zmianami klimatycznymi oraz wynika z dążenia do neutralności klimatycznej, przestrzegania regulacji prawnych, pozwoleń, norm i standardów w zakresie ochrony środowiska, a także ograniczeń inwestycyjnych na obszarach prawnie chronionych. Ryzyko obejmuje wpływ klimatu na działalność spółek, oddziaływanie spółek na klimat oraz transformację energetyczną podmiotów w Grupie Energa w kierunku gospodarki niskoemisyjnej. Istotnym kryterium, które determinuje Grupę Energa w działaniach na rzecz klimatu jest zobowiązanie do osiągnięcia neutralności emisyjnej w 2050 roku.</p> <p>Materializacja ryzyka może skutkować zaburzeniem procesów związanych z wytwarzaniem i dystrybucją oraz popytem na energię elektryczną i ciepłą z powodu zjawisk naturalnych. Ponadto ryzyko może prowadzić do nakładania sankcji finansowych, trudności w pozyskiwaniu finansowania nowych przedsięwzięć inwestycyjnych, a także pogorszenia wizerunku spółek Grupy Energa w przypadku szkodliwego oddziaływania na środowisko.</p> <p>Szanse związane z ryzykiem klimatycznym polegają na rozwijaniu i wdrażaniu nowoczesnych technologii wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej ze źródeł odnawialnych i niskoemisyjnych.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Opracowanie i realizacja Polityki Środowiskowo-energetycznej GE; • Wdrożenie Zintegrowanego Systemu Zarządzania Środowiskowo-Energetycznego z zastosowaniem norm ISO 14001 i ISO 5001; • Ujęcie w Wieloletnim Planie Inwestycji Strategicznych Grupy Energa na lata 2021-2030 projektów zmierzających do zmniejszenia emisyjności CO2; • Przystąpienie do opracowania Polityki Klimatycznej; • Realizacja projektu raportowania ujawnień informacji finansowych związanych z oddziaływaniem na klimat zgodnie z rekomendacjami TCFD.

Obszar operacyjny

Tabela 27: Najistotniejsze ryzyka operacyjne

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Stosowane mechanizmy kontrolne
Ryzyko przerwania ciągłości działania	<p>Ryzyko związane z zakłóceniem ciągłości działania kluczowych procesów. Ryzyko uwzględnia kwestie dot. dyspozycyjności urzędzeń, ich sprawności oraz wydajności, jak również wpływ czynników atmosferycznych i hydrologicznych oraz zdarzeń losowych.</p> <p>Materializacja ryzyka prowadzić może do zagrożenia bezpieczeństwa życia i mienia, zakłóceń produkcji, niedostępności zasobów (lokalizacji, systemów, pracowników) realizujących procesy krytyczne czy awarii innych urzędzeń technologicznie powiązanych. Ryzyko może skutkować także karami umownymi, a w skrajnym scenariuszu – utratą koncesji.</p>	<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 majątku; • Zapisy umowne z wykonawcami w zakresie reagowania na usterki; • Działania prewencyjne, m.in. okresowe przeglądy infrastruktury, realizacja zaplanowanych remontów i inwestycji.
Ryzyko zapewnienia bezpieczeństwa informacji i danych	<p>Ryzyko związane jest z utratą poufności, integralności i zapewnienia dostępności w kontekście metod przetwarzania informacji. Dotyczy ochrony tajemnicy przedsiębiorstwa, ochrony przed nieuczciwą konkurencją oraz innych tajemnic prawnie chronionych. Ryzyko wynika również z zagrożeń atakami hakerskimi na urządzenia infrastruktury IT oraz OT.</p> <p>Materializacja ryzyka może prowadzić do wysokich kosztów przywrócenia działalności spółki po wystąpieniu incydentu bezpieczeństwa. Może również skutkować przerwaniem bądź zakłóceniem ciągłości działania procesów biznesowych w spółkach Grupy Energa, strat finansowych, wizerunkowych i wpływać na wycenę rynkową.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Budowanie kompetencji i narzędzi oraz wdrożenie najlepszych praktyk i standardów działania w obszarze Bezpieczeństwa Informacji w Grupie Energa; • Utrzymywanie i ciągłe doskonalenie systemu zarządzania bezpieczeństwem informacji zgodnego z normą ISO 27001 w Energa SA oraz Energa Informatyka i Technologie; • Współpraca z CERT Orlen w zakresie Cyberbezpieczeństwa w Grupie Energa.

Ryzyko bezpieczeństwa osób i mienia	<p>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.</p> <p>Materializacja ryzyka może wiązać się z zagrożeniem bezpieczeństwa pracy sieci, dezorganizacją realizowanych procesów operacyjnych, utratą / zniszczeniem mienia bądź przerwaniem ciągłości działania.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Zapewnienie bezpieczeństwa osób i majątku spółek przez dedykowaną spółkę; • 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 koronawirusa i jego wpływu na Grupę Energa	<p>Ryzyko związane jest z rozprzestrzenianiem się choroby COVID-19, a także ewentualnym jej skutkiem, wpływającym na działalność spółek Grupy Energa.</p> <p>Materializacja ryzyka może prowadzić do zwiększenia kosztów działalności (wyższe ceny towarów i usług), wydłużenia realizacji procesów (np. na skutek oczekiwania na decyzje administracyjne, absencja pracowników) czy utraconych przychodów (mniejszy wolumen sprzedaży energii, straty ze sprzedaży nadwyżek energii, wzrost wiarytelności przeterminowanych).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Zespół ds. monitorowania zagrożenia COVID-19 i zespoły robocze w każdej spółce – prace zespołu zostały tymczasowo zawieszono w związku z wprowadzeniem od maja 2022 r. Stanu Zagrożenia Epidemiologicznego; • Zakup środków do dezynfekcji, bezdotykowych termometrów itp.; • Ograniczenie wyjazdów służbowych do maja 2022 r.; • Zastępowanie spotkań tradycyjnych narzędziami komunikacji zdalnej (Skype, telefon etc.); • Ograniczenie dostępu osób postronnych do obiektów należących do spółek Grupy Energa; • Przystąpienie Grupy Orlen do Narodowego Programu Szczepień, realizowanych przez pracodawcę.
Ryzyko relacji społecznych i związków zawodowych	<p>Ryzyko obejmuje zagrożenia dla skuteczności dialogu z partnerem społecznym w szczególności ze związkami zawodowymi. Dotyczy procesu utrzymywania relacji pomiędzy pracodawcą, a pracownikami, jak również procesu komunikacji z pracownikami.</p> <p>Materializacja ryzyka może prowadzić do roszczeń, utrudnień w prowadzeniu biznesu, kosztów związanych z ewentualnymi przestojami (strajki, protesty) czy odejściami pracowników, jak również skutków wizerunkowych.</p>	<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 pracowniczych.
Ryzyko dotyczące rozliczeń klientów	<p>Ryzyko związane jest z zaburzeniem procesu fakturowania z uwagi na niedostępność systemów billingowych, prowadzone migracje, niepoprawną ewidencję danych odczytowych.</p> <p>Materializacja ryzyka może prowadzić m.in. do obniżenia satysfakcji klienta (wzrost reklamacji, rezygnacja z usług i produktów Grupy), pogorszenia wizerunku Grupy, zakłóceń przepływów pieniężnych, dodatkowych kosztów usunięcia błędów/nieprawidłowości czy postępowań przed URE i UOKiK.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoring poziomu dostarczonych danych pomiarowych / wystawionych faktur; • Umowa serwisowa z dostawcami systemów bilingowych umożliwiająca 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 w systemie finansowo-księgowym.

Obszar finansowy

Tabela 28: Najistotniejsze ryzyka finansowe

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Stosowane mechanizmy kontrolne
Ryzyko płynności finansowej	<p>Ryzyko związane ze zdolnością do regulowania zobowiązań w perspektywie krótko i długoterminowej, obejmuje także zdolność do rozliczenia niepewnych zobowiązań podatkowych.</p> <p>Materializacja ryzyka prowadzić może do ograniczenia realizacji celów strategicznych i rozwoju organizacji, pogorszenia zdolności kredytowej, wzrostu kosztów obsługi finansowania oraz utraty reputacji.</p>	<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; • Wzajemne bilansowanie sald rachunków spółek (Cashpooling); • Plany przepływów pieniężnych; • Analiza odchyleń w zakresie przepływów pieniężnych; • Praca dedykowanych Zespołów; • Współpraca z zewnętrznym doradcą, • Monitorowanie bieżących zmian w prawie i orzecznictwie podatkowym.
Ryzyko walutowe	<p>Ryzyko dotyczy zmiany kursu walut obcych w stosunku do polskiego złotego z uwagi na dług zaciągnięty w walucie obcej czy posiadane nadwyżki walutowe oraz realizowane inwestycje lub kontrakty zakupowe rozliczane w walucie obcej.</p> <p>Materializacja ryzyka może prowadzić do zwiększonych kosztów zarządzania środkami pieniężnymi, wzrostu nakładów inwestycyjnych, jak również wahań wyników finansowych.</p>	<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 hedgingu.
Ryzyko kształtowania polityki cenowej	<p>Ryzyko związane z nieprawidłową kalkulacją cen sprzedaży (w tym ryzyko nieprawidłowych algorytmów i danych źródłowych), przygotowywaniem 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 nie gwarantującym opłacalności sprzedaży.</p> <p>Materializacja ryzyka może wpłynąć na utratę udziału w rynku (marża, wolumen, przychód) i skutkować stratami finansowymi, np. na skutek zmienności cen rynkowych oraz zmian regulacyjnych.</p>	<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 do zasad kalkulacji cen energii elektrycznej oraz zarządzania marżą; • System monitoringu ofertowania.
Ryzyko kredytowe związane z obsługą windykacyjną	<p>Ryzyko dotyczy niewywiązania się kontrahentów z zobowiązań wynikających z zawartych umów (brak płatności, płatność po terminie) lub prób renegotjowania przez klientów wcześniej ustalonych warunków.</p> <p>Materializacja ryzyka może prowadzić m.in. do wzrostu poziomu wierzycelności spornych i przeterminowanych, zakłóceń przepływów pieniężnych oraz utraty części przychodów.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Zwiększona częstotliwość monitoringu przepływów pieniężnych; • Tworzenie harmonogramów / ścieżek działań windykacyjnych; • Współpraca z kancelariami prawnymi; • Blokady windykacyjne w systemach informatycznych; • Ocena wiarygodności klientów biznesowych i kontrahentów na rynku hurtowym;

-
- 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.
-

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 SA. 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.



Farma wiatrowa Energi

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 2022 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania strategicznym akcjonariuszem Energi jest PKN ORLEN, 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 2022 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 PKN ORLEN.

Tabela 30: Struktura akcjonariatu Spółki Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2022 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania

Nazwa akcjonariusza	Struktura akcjonariatu Spółki			
	Akcje	(%)	Głosy	(%)
PKN ORLEN	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

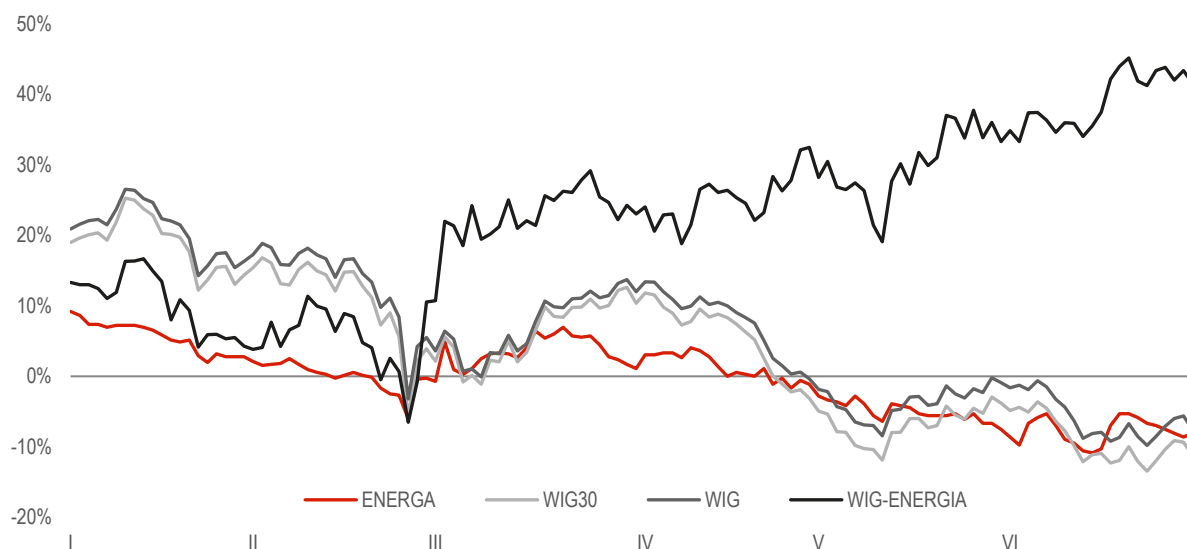
7.2. Notowania akcji Spółki na Gieldzie Papierów Wartościowych w Warszawie

Tabela 31: Dane dotyczące akcji Spółki Energa na dzień 30 czerwca 2022 roku

Dane	Wartość
Cena emisyjna	17,00 zł
Liczba akcji	414 067 114
Kurs na koniec okresu	6,60 zł
Kapitalizacja na koniec okresu	2,80 mld zł
Minimum w okresie 6 m-cy 2022 r.	6,38 zł
Maximum w okresie 6 m-cy 2022 r.	7,94 zł
Średnia wartość obrotu w okresie 6 m-cy 2022 r.	0,21 mln zł
Średni wolumen obrotu w okresie 6 m-cy 2022 r.	29,5 tys. szt.
Średnia liczba transakcji w okresie 6 m-cy 2022 r.	0,07 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 2022 roku wyniosła 6,60 zł, co oznacza że w porównaniu z kursem w ostatnim dniu notowań w 2021 roku (30 grudnia 2021 roku) obniżyła się o 16,45%. W omawianym okresie indeks WIG zanotował spadek o około 22,7%, a WIG-Energia wzrósł o około 26%. 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

20 stycznia 2022 roku agencja ratingowa Fitch Ratings („Fitch”) potwierdziła długoterminowe oceny ratingowe w walucie obcej i krajowej dla Spółki jako emitenta na poziomie „BBB-” z obecnością na liście obserwacyjnej ze wskazaniem pozytywnym, ocenę na poziomie „BBB-” dla wyemitowanych przez spółkę zależną Energa Finance AB obligacji, a także ocenę na poziomie „BB” dla wyemitowanych przez Energa SA obligacji hybrydowych. Utrzymanie ratingu Fitch uzasadnia przede wszystkim solidnym profilem biznesowym z dominującym udziałem w działalności Grupy Energa Linii Biznesowej Dystrybucja, która charakteryzuje się niższym ryzykiem biznesowym w porównaniu z obszarem wytwarzania konwencjonalnego energii elektrycznej, oraz silnym wsparciem strategicznym i operacyjnym ze strony inwestora większościowego Spółki – PKN ORLEN. Fitch wskazuje, że Grupa Energa jest kluczowym elementem strategii Grupy ORLEN w zakresie transformacji energetycznej, pełniąc ważną rolę w inwestowaniu w odnawialne źródła energii, w tym w lądową i morską energetykę wiatrową oraz w elektrownie gazowe. Fitch dodaje, że działalność w zakresie sprzedaży energii elektrycznej Grupy Energa może znaleźć się pod presją, jeśli Grupa nie będzie mogła w pełni przenieść wyższych kosztów zakupu energii elektrycznej na odbiorców detalicznych. Fitch zmienił także ocenę samodzielnego profilu kredytowego Energa SA z poziomu „bbb” na „bbb-” ze względu na wyższy niż poprzednio oczekiwany wzrost przewidywanej dźwigni finansowej do roku 2024-2025 w związku z planowanymi wysokimi nakładami inwestycyjnymi Grupy.

7.4. Zestawienie stanu akcji w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Na dzień 30 czerwca 2022 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 20 Skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień i za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2022 roku.

Umowy dotyczące kredytów i pożyczek

Szczegóły dotyczące umów kredytów i pożyczek opisane zostały między innymi w nocie nr 18 skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień i za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2022 roku.

Umowy kredytowe z multilateralnymi instytucjami finansowymi

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

W latach 2009-2010 Energa wraz ze spółką zależną Energa Operatorem SA 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 – 248,6 mln zł z ostatecznym terminem spłaty 15 grudnia 2025 roku,
- EBOR – 231,5 mln zł z ostatecznym terminem spłaty 18 grudnia 2024 roku,

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

W 2013 roku Energa ze spółką Energa Operator SA zawarły następujące umowy kredytowe z przeznaczeniem na sfinansowanie programu inwestycyjnego spółki Energa Operator SA 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 2022 roku wyniosło 238,2 mln zł (z czego przez Energe 94,4 mln zł i Energe Operatora 143,8 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 2022 roku wyniosło 620,8 mln zł (z czego przez Energe 466,6 mln zł i Energe Operatora 154,2 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 26,7 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 2022 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 Energa SA, w tym finansowanie bieżącej działalności, finansowanie programu inwestycyjnego oraz refinansowanie zadłużenia finansowego. Termin ostatecznej spłaty kredytu przypada na dzień 3 lipca 2022 roku. Oprocentowanie kredytu zostało ustalone na warunkach rynkowych na podstawie stawki WIBOR powiększonej o marżę. Na dzień 30 czerwca 2022 roku kredyt był wykorzystany w wysokości 150 mln zł.

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 2022 roku kredyt nie był wykorzystany.

Kredyty na finansowanie programu inwestycyjnego Energ Operatora SA na lata 2021-2023

W dniu 16 grudnia 2021 roku Energa wraz ze spółką zależną Energa Operator SA 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 spółki Energa Operator SA 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 2022 roku kredyt był wykorzystany w kwocie 197 mln zł.

Pożyczki Energa Finance AB (publ)

W 2022 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 2023 roku. Na dzień 30 czerwca 2022 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 PKN ORLEN

W dniu 31 maja 2021 roku Energa zawarła z PKN ORLEN 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 2023 roku. Oprocentowanie kredytu zostało ustalone na warunkach rynkowych na podstawie stawki WIBOR powiększonej o marżę. Na dzień 30 czerwca 2022 roku wykorzystanie pożyczki wyniosło 750 mln zł.

Udzielone pożyczki

W dniu 23 grudnia 2019 roku została zawarta umowa pożyczki pomiędzy Energą i ENEĄ S.A., a Elektrownią Ostrołęka Spółka z o.o. w kwocie łącznej 340 mln zł.

Udzielenie pożyczki stanowiło częściowe wykonanie przez Energę swoich zobowiązań z Porozumienia z dnia 30 kwietnia 2019 roku zawartego pomiędzy Energą i ENEĄ S.A. w sprawie finansowania budowy Elektrowni Ostrołęka C,

doprecyzowującego deklaracje zaangażowania finansowego złożone przez Energe i Eneę w Porozumieniu z 28 grudnia 2018 roku.

Na dzień 30 czerwca 2022 zobowiązanie spółki Elektrownia Ostrołęka Spółka z o.o. wobec Energa z tytułu pożyczki wyniosło 170 mln zł. Ze względu na wcześniejsze dokonanie odpisu, wartość pożyczki w księgach Energa SA na dzień 30 czerwca 2022 roku wynosi 0 zł.

W dniu 31 grudnia 2019 roku Energa zawarła z Energa Operatorem SA umowę pożyczki długoterminowej w kwocie 4 900 mln zł, z przeznaczeniem na refinansowanie zadłużenia Energa Operatora SA 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 2022 roku wykorzystanie pożyczki wyniosło 2 668 mln zł.

W dniu 8 czerwca 2021 roku, Energa zawarła z Energa Wytwarzanie SA umowę pożyczki długoterminowej w kwocie 579,2 mln zł, z przeznaczeniem na refinansowanie zadłużenia Energa Wytwarzanie SA wobec Energi z tytułu obligacji długoterminowych. Na dzień 30 czerwca 2022 roku wykorzystanie pożyczki wyniosło 513,7 mln zł.

Ponadto, w okresie sprawozdawczym Grupa Energa realizowała obsługę wewnętrznych programów emisji obligacji. Poniższa tabela przedstawia nominalną wartość objętych przez Energe i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów będących spółkami z Grupy Kapitałowej Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2022 roku.

Tabela 32: Nominalna wartość objętych przez Energe SA i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów według stanu na dzień 30 czerwca 2022 roku

Lp.	Nazwa spółki	Nominalna wartość objętych obligacji (w tys. zł)
1.	Energa Operator	1 066 000
2.	Energa Wytwarzanie	68 000
3.	Energa Kogeneracja	1 570
RAZEM		1 135 570

Umowy ubezpieczenia

W Grupie obowiązuje wspólna Polityka ubezpieczeniowa, która zapewnia spółkom Grupy ochronę ubezpieczeniową od ryzyk związanych z prowadzoną działalnością i posiadaniem 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 2022 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 30.06.2021 zabezpieczona poręczeniem lub gwarancją (mln zł)
1.	2012-11-15	2033-12-31	Energa Finance AB	obligatariusze	umowa poręczenia*	5 850,8	1 316,9
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.	2020-12-03	2028-01-01	ENSPIRION Sp. z o.o.	Cognor SA	umowa poręczenia	4,0	4,0
6.			Pozostałe Spółki GK Energa		poręczenie** - umowa o udzielanie gwarancji	56,4	18,6
RAZEM						5 949,2	1 368,9

* 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 łącznie. 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 Energa 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 m.in. gwarancje bankowe w kwocie 2,1 mln zł udzielone spółce Energa Obrót SA przez bank Pekao SA oraz gwarancje pozostałe udzielone spółce Energa Obrót SA przez PKN ORLEN w kwocie 90,2 mln zł.

Ocena zarządzania zasobami finansowymi i możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych

W trakcie roku obrotowego 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 2022 roku Grupa Energa kontynuowała optymalizację procesu zarządzania płynnością z wykorzystaniem usługi cash poolingingowego 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 2022 roku Grupa Energa była stroną 14 287 postępowań sądowych. Jako powód Grupa występowała w 12 172 sprawach, których łączna wartość przedmiotu sporu wyniosła około 456 mln zł. Jako pozwany Grupa występowała w 1 264 sprawach o łącznej wartości przedmiotu sporu około 616 mln zł. Informacje o łącznej wartości przedmiotu sporu nie uwzględniają postępowań, w których roszczenie ma charakter niepieniężny.

Na dzień 30 czerwca 2022 roku łączna kwota roszczeń o posadowienie urządzeń elektroenergetycznych na cudzych nieruchomościach bez tytułu prawnego zasądzonych prawomocnym wyrokiem wyniosła około 26,6 mln zł w 1 622 sprawach. Spraw sądowych w toku było około 877, zaś wartość przedmiotu sporu w toku wyniosła około 85,7 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 około 72,5 mln zł, z zastrzeżeniem zmiany w przypadku wytoczenia przeciwko Energa Operatorowi 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 Obrotu SA windykacji sądowo-egzekucyjnej, w celu dochodzenia przez spółkę należności od swoich klientów oraz spraw upadłościowych.

Łączna wartość spraw prowadzonych w imieniu i na rzecz Energa Obrotu SA w zakresie windykacji sądowo-egzekucyjnej, w celu dochodzenia przez spółkę należności od swoich klientów oraz spraw upadłościowych, na 30 czerwca 2022 roku, wynosi około 213,5 mln zł, w tym:

Rodzaj należności	Saldo na koniec I półrocza 2022 (mln zł)
sądowe, egzekucja	133,0
upadłości	70,2
pozabilingowe - WIENA	0,1
pozabilingowe - SAP	9,2
pozabilingowe - upadłości	1,0
RAZEM	213,5

Poniżej przedstawiono istotne postępowania sądowe, które zawisły przed sądem w 2022 roku, bądź których kontynuacja miała miejsce w 2022 roku. Szczegółowe informacje o krokach prawnych podjętych we wcześniejszych latach, znajdują się w poprzednich raportach okresowych Spółki.

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

Określenie stron	Przedmiot sporu i opis sprawy
Energia Operator SA (powód) Arcus SA (pozwany)	<p>Pozew o zapłatę kar umownych wynikających z umów na dostawę oraz uruchomienie infrastruktury licznikowej w Etapie I</p> <p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 23,1 mln zł</i></p> <p>Trwa postępowanie dowodowe przed Sądem I instancji. Strona pozwana kwestionuje roszczenie procesowe. Rozstrzygnięcie sprawy, z uwagi na skomplikowany stan faktyczny oraz mnogość zagadnień prawnych, nie jest możliwe do przewidzenia.</p>
Energia 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><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku</i></p> <p>Energia Operator SA nie uznaje roszczenia w żadnej części. Trwa postępowanie dowodowe przed Sądem I instancji. Na dzień aktualizacji niniejszej sprawy, opinie zostały przez sąd doręczone stronom, które mają obecnie czas na ustosunkowanie się do opinii.</p>
Energia Operator SA (pozwany) Arcus SA (powód)	<p>Pozew o zapłatę odszkodowania za czyny niedozwolone/czyny nieuczciwej konkurencji</p> <p><i>Sąd okręgowy w Gdańsku</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 174 mln zł</i></p> <p>Energia 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 Energia Operator SA zaskarżyła zażaleniem, które zostało oddalone. Postępowanie jest zawieszona.</p>
Energia Operator SA (pozwany) Arcus SA (powód)	<p>Pozew o zapłatę za prace dodatkowe w zakresie umowy o dostawę i uruchomienie infrastruktury licznikowej</p> <p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 4,7 mln zł</i></p> <p>Spółka Energia Operator SA kwestionuje zasadność tego powództwa i wniosła o jego odrzucenie, ewentualnie oddalenie. Sąd nie uwzględnił wniosku o odrzucenie pozwu. Postępowanie jest zawieszona.</p>
Energia Operator SA (strona); PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI (organ)	<p>Kara pieniężna nałożona przez organ</p> <p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie</i></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 Energia 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>
Energia Operator SA (strona); PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI (organ)	<p>Kara pieniężna nałożona przez organ</p> <p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu ok: 13,2 mln zł</i></p> <p>Energia 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</p>

	<p>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 wnioszek o uzasadnienie.</p>
<p>Energa Kogeneracja Sp. z o.o. (powód) Mostostal Warszawa SA (pozwany)</p>	<p>Pozew o zapłatę z tytułu obniżenia ceny kontraktowej <i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX Gc 494/17</i> <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 dnia 15.12.2017 r. 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.</p> <p>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).</p> <p>Aktualnie strony oczekują na odpowiedź z instytutów w Sztokholmie, Hamburgu oraz Wiedniu.</p>
<p>Mostostal Warszawa S.A. (powód) Energa Kogeneracja Sp. z o.o. (pozwany)</p>	<p>Pozew o zapłatę z tytułu wynagrodzenia <i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX Gc 190/18</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 26,3 mln zł</i></p> <p>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.</p> <p>Na rozprawie w dniu 28 stycznia 2022 roku biegły sądowy podtrzymał opinię w całości, a Sąd oddalił wnioszek 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 r. Sąd otworzył rozprawę albowiem nie orzekł o wszystkich wnioskach dowodowych i wyznaczył kolejny termin rozprawy na dzień 27 kwietnia 2022 r. Na rozprawie w dniu 27 kwietnia 2022 r. Sąd zamknął rozprawę i wyznaczył termin ogłoszenia wyroku w dniu 9 maja 2022 roku. Wyrok został ogłoszony w dniu 9 maja 2022 r., 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. Termin do wniesienia apelacji przez Spółkę upłyne w dniu 18 lipca 2022 r.</p>
<p>akcjonariusze Spółki (powodowie) Energa SA (pozwana)</p>	<p>Zaskarżenie Uchwały nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 29.10.2020 roku. <i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 1158/20</i> <i>Roszczenie ma charakter majątkowy niepieniężny.</i></p> <p>9 grudnia 2020 Zarząd Energa SA powziął informację o wydaniu w dniu 7 grudnia 2020 roku przez Sąd Okręgowy w Gdańsku, IX Wydział Gospodarczy, postanowienia o udzieleniu akcjonariuszom Spółki zabezpieczenia roszczenia o uchylenie uchwały nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 29 października 2020 roku w sprawie wycofania z obrotu na rynku regulowanym</p>

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 r. Sąd zobowiązał pełnomocnika Spółki do złożenia pisma procesowego, w którym odnie 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 r. 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 r. pełnomocnik Spółki złożył wniosek dowodowy.

W dniu 11 kwietnia 2022 r. odbyła się rozprawa, na której m.in. Sąd postanowił oddalić dowód z opinii biegłego, zamknął rozprawę oraz odroczył ogłoszenie wyroku do 11 maja 2022 r.

W dniu 11 maja 2022 r. 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 r. sporządzone zostało uzasadnienie tego wyroku.

**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

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 r. oraz 25 lutego 2021 r.). 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.

	<p>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 r. 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.</p> <p>W dniu 13 maja 2022 r. odbyła się rozprawa. Zgodnie z zarządzeniem Sądu posiedzenie odbyło się przy drzwiach zamkniętych. Rozprawa została odroczone do dnia 1 lipca 2022 r.</p> <p>W dniu 1 lipca 2022 r. 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.</p> <p>W dniu 6 lipca 2022 r. na adres pełnomocników Spółki wpłynął wniosek dowodowy Powodów.</p>
Energa SA (wnioskodawca)	<p><i>Komisja Nadzoru Finansowego</i></p> <p>W dniu 30 października 2020 roku Spółka złożyła do Komisji Nadzoru Finansowego wniosek o wycofanie akcji Spółki z obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.</p> <p>W dniu 19 stycznia 2021 roku Spółka powzięła informację o wydaniu w dniu 15 stycznia 2021 roku przez Komisję Nadzoru Finansowego postanowienia o zawieszeniu ww. postępowania. Przyczyną zawieszenia postępowania przed KNF są prowadzone postępowania przed Sądem Okręgowym w Gdańsku dot. zaskarżenia uchwały nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 29 października 2020 roku, o sygnaturach: IX GC 1158/20 i IX GC 1164/20. W uzasadnieniu postanowienia z dnia 19 stycznia 2021 roku KNF podała art. 97 § 1 pkt 4 k.p.a. jako podstawę prawną zawieszenia postępowania oraz wskazała, że rozpatrzenie sprawy i wydanie decyzji zależy od wcześniejszego rozstrzygnięcia zagadnienia wstępnego przez sąd.</p>
Energa Obrót SA (strona) PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI (organ)	<p>Odwolanie od decyzji odmawiającej zatwierdzenia zmiany taryfy na 2020 rok dla energii elektrycznej dla odbiorców z grupy taryfowej G</p> <p><i>Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów; sygnatura sprawy AmE 229/20</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 152,5 mln zł</i></p> <p>Energa Obrót SA złożyła odwołanie od decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) z dnia 8 lipca 2020 roku odmawiającej zatwierdzenia zmiany w trybie art. 155 k.p.a. decyzji Prezesa URE z dnia 30 grudnia 2019 roku opublikowanej w Biuletynie Branżowym URE – Energia elektryczna nr 319 (2954). We wrześniu 2020 roku Prezes URE przekazał odwołanie do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów („SOKiK”). W listopadzie 2020 roku Prezes URE przekazał do SOKiK stanowisko wobec odwołania. 31 stycznia 2022 roku odbyło się ogłoszenie orzeczenia. Odwołanie Energa Obrót SA zostało oddalone. W dniu 11 marca 2022 roku złożono apelację od wyroku.</p> <p>W dniu 24 czerwca 2022 roku Sąd Apelacyjny oddalił apelację Energa Obrót SA.</p>
Eco dla Firm (powód) Energa Obrót SA (pozwany)	<p>Powództwo o zapłatę wynagrodzenia w związku z zawartą Umową Agencyjną nr 1/2012 dotyczącą sprzedaży produktów energetycznych i gazowych na rzecz Energa Obrót SA.</p> <p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy; sygnatura akt IX GC 319/21</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 5,4 mln zł</i></p> <p>W dniu 30 czerwca 2021 roku Enerdze 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)</p>
Energa Obrót SA (powód) Eco dla Firm (pozwany)	<p>Powództwo o zapłatę z tytułu umowy pośredniczenia w sprzedaży energii elektrycznej</p> <p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy; sygnatura akt IX GC 10/21</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 17,4 mln zł</i></p> <p>Złożono pozew o zapłatę z tytułu korekty wynagrodzenia prowizyjnego zawartej umowy pośrednictwa w sprzedaży energii elektrycznej. Eco dla firm złożyło odpowiedź na pozew, w którym wniosła o oddalenie powództwa i zasądzenie kosztów postępowania. Podniosła zarzut przedawnienia części</p>

	roszczeń (2015, 2016, 2017 rok), a także zarzut potrącenia, ponadto wskazała na nieudowodnienie roszczenia co do zasady jak i wysokości. W dniach 19 i 23 maja 2022 roku odbyły się rozprawy. Na rozprawie przesłuchano wszystkich świadków zgłoszonych do sprawy. Sprawa została odroczone na termin z urzędu. Sąd na posiedzeniu niejawnym ma rozważyć dopuszczenie dowodu z opinii biegłego.
<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.</p> <p>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.</p> <p>W dniu 6 sierpnia 2021 roku odebrano postanowienie o skierowaniu sprawy do mediacji oraz pismo sądowe informujące, iż decyzja w przedmiocie wniosku Energia Obrót SA o wyrażenie zgody na złożenie pisma przygotowawczego zostanie podjęta po zakończeniu postępowania mediacyjnego.</p> <p>W dniu 12 sierpnia 2021 roku otrzymano pismo powodów informujące o braku zgody na mediację.</p> <p>W dniu 30 listopada 2021 roku odebrano za pośrednictwem portalu informacyjnego postanowienie zezwalające Energia Obrót SA (po uprzednim złożeniu wniosku w ww. sprawie) na złożenie pisma przygotowawczego, w którym Energia Obrót SA ustosunkuje się do repliki na odpowiedź na pozew.</p> <p>W dniu 1 grudnia 2021 roku doręczono pismo Powodów wyrażające sprzeciw wobec wniosku Energia Obrót SA o zezwolenie na złożenie pisma przygotowawczego.</p> <p>W dniu 30 grudnia 2021 roku Energia Obrót SA 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 S.A. złożyła pismo przedstawiające końcowe stanowisko, a w dniu 30 czerwca 2022 roku doręczono pismo przedstawiające końcowe stanowisko Powodów.</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 SA złożyła odpowiedź na pozew. W dniu 15 marca 2022 roku, Zonda złożyła pismo zawierające wniosek o zobowiązanie do złożenia pisma procesowego oraz wnioski dowodowe.</p> <p>W kwietniu 2022 roku strony zostały skierowane do mediacji. W dniu 13 kwietnia 2022 roku Energia-Obrót S.A. złożyła pismo zawierające oświadczenie o braku zgody na mediację, natomiast w dniu 14 kwietnia 2022 r. pełnomocnik Zonda drogą mailową poinformował mediatora o wyrażeniu zgody na mediację.</p> <p>W dniu 10 maja 2022 roku Zonda złożyła replikę na odpowiedź na pozew.</p> <p>W dniu 30 maja 2022 roku Energia-Obrót S.A. złożyła pismo przygotowawcze.</p> <p>W dniu 20 czerwca 2022 roku sąd wyznaczył termin rozprawy na dzień 23 listopada 2022 roku.</p>
<p>AKKA Aneta Kwaśniewska (powód) Energia Obrót SA P. Dorawa, A. Czarnecki, E. Bugaj, M. Piątek (pozvani)</p>	<p>Powództwo o zapłatę z tytułu utraconych korzyści w wyniku zakończenia (wypowiedzenia) umów franczyzy przez Energia Obrót SA</p> <p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy</i></p> <p><i>Sygnatura akt IX GNc 747/21</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 8,5 mln zł</i></p> <p>Sprawa jest na etapie I instancji.</p> <p>W dniu 30 listopada 2021 roku została złożona odpowiedź na pozew w imieniu Energia Obrót SA i pozostałych pozwanych.</p> <p>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.</p>

	<p>W dniu 21 lutego 2022 roku (w odpowiedzi na zobowiązanie Sądu z dnia 1 lutego 2022 roku) w imieniu spółki Energa-Obrót S.A. oraz Członków Zarządu zostało złożono pismo procesowe z ustosunkowaniem się do repliki Powódki na odpowiedź na pozew. Wyznaczono termin pierwszej rozprawy na dzień 21 lipca 2022 roku. W dniu 29 marca 2022 roku Powódka złożyła pismo procesowe, w którym ustosunkowała się do zawartego w piśmie procesowym wniosku o cofnięcie zwolnienia od kosztów. W dniu 6 kwietnia 2022 roku sąd wydał postanowienie, w którym cofnął zwolnienie od kosztów sądowych przyznane Powódce postanowieniem z dnia 18 sierpnia 2021 roku.</p> <p>W dniu 26 kwietnia 2022 roku do sądu wpłynęła skarga Powódki na postanowienie ws. cofnięcia zwolnienia od kosztów sądowych.</p> <p>W dniu 14 czerwca 2022 roku sąd wydał postanowienie, w którym zmienił zaskarżone postanowienie w ten sposób, że oddalił wniosek Pozwanych o cofnięcie Powódce zwolnienia od kosztów sądowych.</p>
<p>Spółki Grupy Wind Invest: Boryszewo Wind Invest, Dobiesław Wind Invest, Gorzycza 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><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Cywilny</i> <i>Sygnatura akt IX GC 1/21</i> <i>Wartość przedmiotu sporu łącznie: ok. 6,9 mln zł</i></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>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><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 735/19</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 2,1 mln zł</i></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 SA złożyła apelację od wyroku. W dniu 17 maja 2021 roku sąd II instancji wydał wyrok oddalający apelację Energa Obrót SA.</p> <p>W dniu 30 sierpnia 2021 roku Energa Obrót SA złożyła skargę kasacyjną.</p> <p>W dniu 11 października 2021 roku Elektrownia Wiatrowa Zonda Sp. z o.o. złożyła odpowiedź na skargę kasacyjną.</p> <p>Według informacji uzyskanej z Sądu Najwyższego, w dniu 30 maja 2022 roku, Sąd Najwyższy przyjął do rozpoznania skargę kasacyjną Energa Obrót S.A. Oczekuje się na doręczenie postanowienia w ww. zakresie.</p>
<p>Elektrownia Wiatrowa EOL sp. z o.o. (powód), Energa Obrót SA (pozwany)</p>	<p>Powództwo o zapłatę kar umownych z tytułu niewykonywania przez Energa Obrót SA ramowej umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA)</p> <p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 740/19</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 6,8 mln zł</i></p> <p>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 SA złożyła odpowiedź na pozew. Postępowanie było zawieszono. Następnie, w dniu 20 września 2021 roku odebrano za pośrednictwem portalu informacyjnego postanowienie sądu dotyczące:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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 SA 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 SA praw majątkowych w późniejszych okresach. W dniu 12 stycznia 2022 roku Energa Obrót SA 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. Oczekuje się na wyznaczenie nowego terminu.

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)
"MEGAWATT BALTICA" SA
(pozwany 1), Powszechna Kasa
Oszczędności Bank Polski SA
(pozwany 2)**

Sąd Arbitrażowy przy KIG w Warszawie; sygnatura SA 128/17

Sygnatura w II instancji: I Aga 35/19

Wartość przedmiotu sporu: ok. 23,3 mln zł

W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. Strony złożyły odpowiedź na pozew wzajemny. W dniu 5 grudnia 2017 roku MEGAWATT BALTICA złożyła odpowiedź na pozew wraz z pozewem wzajemnym, m. in. o zapłatę kar umownych. W dniu 29 stycznia 2018 roku przy udziale Megawatt Baltica SA odbyło się posiedzenie w sprawie o zawezwanie do próby ugodowej. Do zawarcia ugody nie doszło. W dniu 16 stycznia 2018 roku Sąd stwierdził swoja niewłaściwość w odniesieniu do powództwa przeciwko Powszechnej Kasie Oszczędności Bank Polski SA.

W dniu 4 czerwca 2018 roku został wydany wyrok częściowy oddalający powództwo Energa Obrót SA. W dniu 27 grudnia 2018 roku został wydany wyrok końcowy zasądający od Energa Obrót SA na rzecz Megawatt Baltica SA kary umowne. Zasądzona kwota kar umownych została zmiarkowana o 10% (tj. ok. 15,3 mln zł). W dniu 26 września 2019 roku odbyły się rozprawy w/s ze skarg Energa Obrót SA o uchylenie wyroku częściowego i wyroku końcowego. W dniu 10 października 2019 roku Sąd wydał wyroki oddalające skargi Energi Obrotu SA o uchylenie wyroku częściowego oraz końcowego. W dniu 11 października 2019 roku Energa Obrót SA złożyła wnioski o uzasadnienie wyroków. Decyzją spółki skarga kasacyjna w sprawie ze skargi o uchylenie wyroku częściowego nie została wniesiona, natomiast skarga kasacyjna dotycząca skargi o uchylenie wyroku końcowego została wniesiona 17 lutego 2020 roku. Postanowieniem z dnia 17 lipca 2020 roku Sąd Najwyższy przyjął skargę kasacyjną do rozpoznania.

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

Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 799/17

Sygnatura w II instancji: VII AGa 8/19

Wartość przedmiotu sporu: ok. 10,8 mln zł

W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. Pozwani złożyli odpowiedzi na pozew. We wrześniu 2018 roku Sąd wydał wyrok oddalający powództwo. W dniu 2 listopada 2018 roku Energa Obrót SA złożyła apelację.

W dniu 10 marca 2021 roku Sąd Apelacyjny w Warszawie wydał wyrok oddalający apelację Energi Obrót SA. Energa Obrót SA złożyła wniosek o doręczenie wyroku z uzasadnieniem. W dniu 12 listopada 2021 roku odebrano za pośrednictwem portalu informacyjnego wyrok wraz z uzasadnieniem. W dniu 12 stycznia 2022 roku Energa Obrót SA złożyła skargę kasacyjną.

W dniu 21 lutego 2022 roku mBank złożyła odpowiedź na skargę kasacyjną, a w dniu 4 marca 2022 roku odpowiedź złożyła Boryszewo Wind Invest.

W dniu 4 marca 2022 roku Boryszewo Wind Invest złożyła odpowiedź na skargę kasacyjną.

**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 Energi Obrotu SA. W dniu 27 listopada 2019 roku Energa Obrót SA złożyła apelację która następnie, wyrokiem sądu II instancji została oddalona. W dniu 22 marca 2021 roku Energa Obrót SA wniosła skargę kasacyjną. Pozwani złożyli odpowiedzi na skargę kasacyjną. W dniu 25

	<p>sierpnia 2021 roku skarga kasacyjna Energa Obrót SA 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 SA w sprawie przeciwko Jeżyczki Wind Invest i mBank.</p> <p>W dniu 22 marca 2022 roku Energa Obrót SA złożyła pismo procesowe zawierające stanowisko wobec pisma Wind Invest. Sąd wydał postanowienie na zezwalające na złożenie pism procesowych przez obie Strony.</p>
<p>Energa Obrót SA (powód) STARY JAROSŁAW WIND INVEST sp. z o.o. (pozwany 1), mBank SA (pozwany 2)</p>	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 802/17</i></p> <p><i>Sygnatura w II instancji: VII AGa 61/20</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 13,8 mln zł</i></p> <p>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 SA złożyła apelację od wyroku. W dniu 15 kwietnia 2021 roku Sąd II instancji wydał wyrok oddalający apelację Energi Obrót SA. Energa Obrót SA 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 SA 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.</p> <p>W dniu 26 maja 2022 roku spółka Energa Obrót SA pozyskała informację o przyjęciu do rozpoznania skargi kasacyjnej Energa-Obrót SA Oczekuje się na doręczenie postanowienia w tym zakresie.</p>
<p>Energa Obrót SA (powód) KRUPY WIND INVEST sp. z o.o. (pozwany 1), mBank SA (pozwany 2)</p>	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 803/17</i></p> <p><i>Sygnatura w II instancji: VII AGa 572/19</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 5,6 mln zł</i></p> <p>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 SA złożyła apelację. W dniu 15 września 2020 roku sąd wydał wyrok oddalający apelację Energi Obrót SA. W dniu 30 grudnia 2020 roku Energa Obrót SA złożyła skargę kasacyjną. Pozwani złożyli odpowiedź na skargę kasacyjną. W dniu 27 grudnia 2021 roku Energa Obrót SA 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 S.A. w sprawie przeciwko Jeżyczki Wind Invest i mBank. Wraz z pismem Krupy Wind Invest przedłożyła przedmiotowe postanowienie.</p> <p>W dniu 14 stycznia 2022 roku Energa Obrót SA 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 SA 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 SA ww. pism procesowych.</p> <p>W dniu 16 maja 2022 roku doręczono postanowienie Sądu Najwyższego o przyjęciu do rozpoznania skargi kasacyjnej Energa Obrót SA</p>
<p>Energa Obrót SA (powód/pozwany wzajemny) "EW CZYŻEWO" sp. z o.o. (pozwany 1/powód wzajemny), BANK BGŻ BNP PARIBAS SA (pozwany 2)</p>	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 736/17</i></p> <p><i>Sygnatura w II instancji: I AGa 56/19</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 3,9 mln zł</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. W dniu 22 grudnia 2018 roku złożone zostały odpowiedzi na pozew, przy czym „EW CZYŻEWO” sp. z o.o. złożyła również pozew wzajemny o zapłatę kar umownych. Sąd wydał wyrok oddalający powództwo o ustalenie i zasądzający kary umowne. Energa Obrót SA 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 SA wniosła skargę kasacyjną. W dniu 16 września 2021 roku uzyskano informację z biura obsługi interesantów Sądu Najwyższego, że skarga kasacyjna Energa Obrót SA została przyjęta do rozpoznania – oczekuje się na doręczenie postanowienia. W dniu 8 listopada 2021 roku doręczono postanowienie Sądu Najwyższego o przyjęciu do rozpoznania skargi kasacyjnej Energa Obrót SA.</p>

Energa Obrót SA (powód) ELEKTROWNIA WIATROWA EOL sp. z o.o. (pozwany 1), BANK ZACHODNI WBK SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XXVI GC 712/17</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 3 mln zł.</i></p> <p>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 SA złożyła apelację, która następnie, 25 czerwca 2021 roku, wyrokiem Sądu Apelacyjnego II instancji została oddalona. W dniu 6 lipca 2021 roku Energa Obrót SA złożyła pismo stanowiące odpowiedź na otrzymany 1 lipca 2021 roku wniosek pozwanych o wydanie przez referendarza sądowego postanowienia z wyliczeniem kosztów postępowania zgodnie z wyrokiem Sądu I instancji oraz zasądzenie trzykrotności minimalnej stawki kosztów zastępstwa procesowego. W dniu 30 września 2021 roku Energa Obrót SA odebrała wyrok wraz z uzasadnieniem. W dniu 30 listopada 2021 roku Energa Obrót SA złożyła skargę kasacyjną. W dniu 9 lutego 2022 roku Elektrownia Wiatrowa EOL i Santander Bank Polska złożyły odpowiedź na skargę kasacyjną.</p>
Energa Obrót SA (powód) WIELKOPOLSKIE ELEKTROWNIE WIATROWE sp. z o.o. (pozwany 1), BANK BGŻ BNP PARIBAS SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 735/17</i></p> <p><i>Sygnatura w II instancji: I AGa 74/19</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 3 mln zł</i></p> <p>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 SA złożyła apelację. W dniu 13 sierpnia 2019 roku wydany został wyrok oddalający apelację. W dniu 5 sierpnia 2020 roku Energa Obrót SA 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 SA, w dniu 27 maja 2022 roku Sąd Najwyższy przyjął do rozpoznania skargę kasacyjną Powoda. Oczekuje się na doręczenie postanowienia w tym zakresie.</p>
Energa Obrót SA (powód) "EW KOŹMIN" sp. z o.o. (pozwany 1), BANK BGŻ BNP PARIBAS SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 738/17</i></p> <p><i>Sygnatura w II instancji: I AGa 21/19</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 2,8 mln zł</i></p> <p>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 SA 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 SA złożyła skargę kasacyjną. W dniu 22 września 2021 roku uzyskano informację z biura obsługi interesantów Sądu Najwyższego, że skarga kasacyjna Energa Obrót SA została przyjęta do rozpoznania. W dniu 8 października 2021 roku doręczono postanowienie o przyjęciu skargi kasacyjnej do rozpoznania.</p>

8.3. Sytuacja kadrowo-płacowa

Zatrudnienie

Łączne zatrudnienie w ramach umów o pracę w Grupie Energa na dzień 30 czerwca 2022 roku wyniosło 8 854 pracowników, podczas gdy na koniec ubiegłego roku kształtowało się na poziomie 8 888 pracowników. Główną przyczyną zmiany w poziomie zatrudnienia w I półroczu br. (spadek o 34 osoby) jest rotacja naturalna oraz przesunięcie w czasie realizacji zaplanowanych rekrutacji.

Spory zbiorowe i zwolnienia grupowe

Zwolnienia grupowe

W I półroczu 2022 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 2022 roku działalność związkową prowadziło 33 organizacje związkowe. Uzwiązkowienie w Grupie Energa, wg stanu na dzień 30.06.2022 roku wyniosło 61,1%. Do związków zawodowych należało ok. 5,4 tysiąca osób.

Na koniec czerwca 2022 roku w Grupie Energa aktywnych było 21 sporów zbiorowych, które znajdują się obecnie na etapie mediacji:

1. 3 spory zbiorowe prowadzone u pracodawcy Energa Operator SA Oddział w Płocku Sp. z o.o. wszczęte wystąpieniami organizacji związkowych z dnia 30 września 2020 roku, 9 listopada 2020 roku, 23 lipca 2021 roku, dot. zmian ZUZP oraz świadczeń pracowniczych.
2. 2 spory zbiorowe prowadzone u pracodawcy Energa Logistyka Sp. z o.o. wszczęte wystąpieniami organizacji związkowych z dnia 24 i 30 września 2020 roku, dot. zmian ZUZP.
3. 16 sporów zbiorowych dot. wzrostu wynagrodzeń pracowników w 2022 roku, prowadzonych u pracodawców Grupy Energa – stron *Porozumienia w sprawie zabezpieczenia praw pracowniczych, socjalnych i związkowych dla Pracowników Grupy Energa*. Pracodawcy oraz strona związkowa są na etapie zawierania porozumień kończących spory zbiorowe dot. wzrostu płac w 2022 roku.

OŚWIADCZENIE I INFORMACJA ZARZĄDU

Gdańsk, 4 sierpnia 2022 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 Audyt 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 2022 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

Daniel Obajtek

Członek Rady Nadzorczej delegowany do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu Energi SA

Michał Perlik
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Finansowych

Adrianna Sikorska
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Komunikacji

Janusz Szurski
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Korporacyjnych

Dominik Wadecki
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Operacyjnych

Magdalena Kamińska
Z-ca Dyrektora Departamentu Finansów

Spis tabel

Tabela 1: Stan realizacji programu inwestycyjnego za 6 miesięcy 2022 roku.....	14
Tabela 2: Średnie poziomy cen zielonych praw majątkowych notowanych na Towarowej Gieldzie Energii	21
Tabela 3: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę	22
Tabela 4: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę	22
Tabela 5: Skonsolidowane sprawozdanie z zysków lub strat	28
Tabela 6: Poziom EBITDA skorygowany o wpływ istotnych zdarzeń jednorazowych.....	30
Tabela 7: Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej.....	31
Tabela 8: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych.....	33
Tabela 9: Wskaźniki finansowe Grupy Energa	34
Tabela 10: Wyniki EBITDA Grupy Energa w podziale na Linie Biznesowe.....	37
Tabela 11: Dystrybucja energii elektrycznej według grup taryfowych	37
Tabela 12: Wielkość wskaźników SAIDI I SAIFI	38
Tabela 13: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja	39
Tabela 14: Produkcja energii elektrycznej brutto	40
Tabela 15: Produkcja ciepła brutto.....	41
Tabela 16: Wolumen i koszt zużycia kluczowych paliw*.....	41
Tabela 17: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa.....	42
Tabela 18: EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie w podziale na Obszary Wytwarzania	43
Tabela 19: Wyniki Obszaru Wytwarzania Woda	44
Tabela 20: Wyniki Obszaru Wytwarzania Wiatr	44
Tabela 21: Wyniki Obszaru Wytwarzania Elektrownia w Ostrołęce	44
Tabela 22: Wyniki Obszaru Wytwarzania Pozostałe i korekty.....	44
Tabela 23: Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż.....	45
Tabela 24: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż Grupy Energa	46
Tabela 25: Najistotniejsze ryzyka strategiczne	50
Tabela 26: Najistotniejsze ryzyka prawno-regulacyjne	51
Tabela 27: Najistotniejsze ryzyka operacyjne	53
Tabela 28: Najistotniejsze ryzyka finansowe	55
Tabela 29: Akcje Spółki według serii i rodzajów na dzień 30 czerwca 2022 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania	59
Tabela 30: Struktura akcjonariatu Spółki Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2022 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania	59
Tabela 31: Dane dotyczące akcji Spółki Energa na dzień 30 czerwca 2022 roku	59
Tabela 32: Nominalna wartość objętych przez Energa SA i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów według stanu na dzień 30 czerwca 2022 roku.....	64
Tabela 33: Informacja na temat działalności poręczeniowej i gwarancyjnej Spółki Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2022 roku.....	65
Tabela 34: Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej.....	67

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 2022 roku	7
Rysunek 3: Produkcja energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2022 roku (TWh).....	18
Rysunek 4: Zużycie energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2022 roku (TWh).....	18
Rysunek 5: Miesięczne wolumeny wymiany międzysystemowej w Polsce w I półroczu 2022 roku (TWh).....	19
Rysunek 6: Ceny energii na rynku SPOT w Polsce i wybranych krajach sąsiadujących w I półroczu 2022 roku (zł/MWh).....	19

Rysunek 7: Indeks TGeBase w I półroczu 2022 roku (PLN/MWh).....	20
Rysunek 8: Cena kontraktu terminowego pasmo z dostawą na 2023 rok w I półroczu 2022 roku.....	20
Rysunek 9: Ceny uprawnień EUA w I półroczu 2022 roku (Euro/tona).....	21
Rysunek 10: Zestawienie cen na rynku bilansującym i rynku SPOT (giełda) w I półroczu 2022 roku (PLN/MWh).....	22
Rysunek 11: Czynniki istotne dla rozwoju Grupy Energa w perspektywie kolejnego kwartału.....	26
Rysunek 12: EBITDA bridge w podziale na linie biznesowe (mln zł).....	29
Rysunek 13: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł).....	33
Rysunek 14: Struktura aktywów i pasywów.....	34
Rysunek 15: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja Grupy Energa (mln zł).....	38
Rysunek 16: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł).....	39
Rysunek 17: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa (mln zł).....	41
Rysunek 18: EBITDA bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie (w mln zł) – EBITDA bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie (w mln zł).....	43
Rysunek 19: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż Grupy Energa (w mln zł).....	45
Rysunek 20: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Sprzedaż (w mln zł).....	46
Rysunek 21: Proces zarządzania ryzykiem obowiązujący w Grupie Energa.....	49
Rysunek 22: Zmiana kursu akcji Energi SA w porównaniu do zmian indeksów WIG, WIG30 i WIG-ENERGIA.....	60

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 Energa 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 obrotu 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.