



# Sprawozdanie Zarządu Energi SA z działalności Grupy Kapitałowej Energa w I półroczu 2021 roku

Gdańsk, dnia 11 sierpnia 2021 roku

## Spis treści

<b>1.</b>	<b>PODSUMOWANIE</b> .....	<b>3</b>
<b>2.</b>	<b>PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE ENERGA</b> .....	<b>6</b>
2.1.	Charakterystyka działalności Grupy .....	6
2.2.	Najważniejsze zdarzenia w I półroczu 2021 roku i po dniu bilansowym .....	8
2.3.	Działalność Badawczo-Rozwojowa i Innowacyjna .....	11
2.4.	Nakłady inwestycyjne i realizacja kluczowych projektów .....	14
2.5.	Nagrody i wyróżnienia .....	16
<b>3.</b>	<b>OTOCZENIE REGULACYJNO-BIZNESOWE</b> .....	<b>18</b>
3.1.	Sytuacja makroekonomiczna .....	18
3.2.	Rynek energii elektrycznej w Polsce .....	19
3.3.	Otoczenie regulacyjne .....	24
3.4.	Czynniki wpływu na wyniki Grupy Energa w perspektywie co najmniej jednego kwartału .....	28
<b>4.</b>	<b>SYTUACJA FINANSOWO-MAJATKOWA GRUPY ENERGA</b> .....	<b>30</b>
4.1.	Zasady sporządzenia półrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego .....	30
4.2.	Omówienie wielkości ekonomiczno-finansowych ujawnionych w półrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym .....	30
4.3.	Charakterystyka struktury aktywów i pasywów skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji .....	36
4.4.	Opis istotnych pozycji pozabilansowych.....	37
4.5.	Prognozy wyników finansowych .....	37
<b>5.</b>	<b>DZIAŁALNOŚĆ SEGMENTÓW GRUPY ENERGA</b> .....	<b>39</b>
5.1.	Linia Biznesowa Dystrybucja .....	39
5.2.	Linia Biznesowa Wytwarzanie .....	42
5.3.	Linia Biznesowa Sprzedaż .....	47
<b>6.</b>	<b>ZARZĄDZANIE RYZYKIEM</b> .....	<b>51</b>
6.1.	Zintegrowany System Zarządzania Ryzykiem w Grupie Energa .....	51
6.2.	Opis istotnych czynników i ryzyk .....	52
<b>7.</b>	<b>AKCJE I AKCJONARIAT</b> .....	<b>60</b>
7.1.	Struktura akcjonariatu Spółki Energa .....	60
7.2.	Notowania akcji Spółki na Gieldzie Papierów Wartościowych w Warszawie .....	60
7.3.	Oceny ratingowe .....	61
7.4.	Zestawienie stanu akcji w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących .....	61
<b>8.</b>	<b>POZOSTAŁE INFORMACJE O GRUPIE</b> .....	<b>63</b>
8.1.	Informacje o istotnych umowach i transakcjach .....	63
8.2.	Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej .....	67
8.3.	Sytuacja kadrowo-płacowa .....	74
<b>OŚWIADCZENIE I INFORMACJA ZARZĄDU</b> .....		<b>76</b>
Spis tabel .....		77
Spis rysunków.....		77
Słownik skrótów i pojęć .....		78

## 1. PODSUMOWANIE

### GRUPA ENERGA W I PÓŁROCZU 2021 ROKU



Jedna z wiodących grup energetycznych oraz niezawodny dostawca energii i usług dla 1/4 kraju, z 41% udziałem produkcji z OZE w produkcji własnej.

#### Wyniki finansowe

Przychody	EBITDA	Marża EBITDA
6 669 mln zł	1 417 mln zł	21,2%

#### Odnawialne źródła energii

Moc zainstalowana	Produkcja OZE	
532 MWe	783 GWh	





#### Dane operacyjne

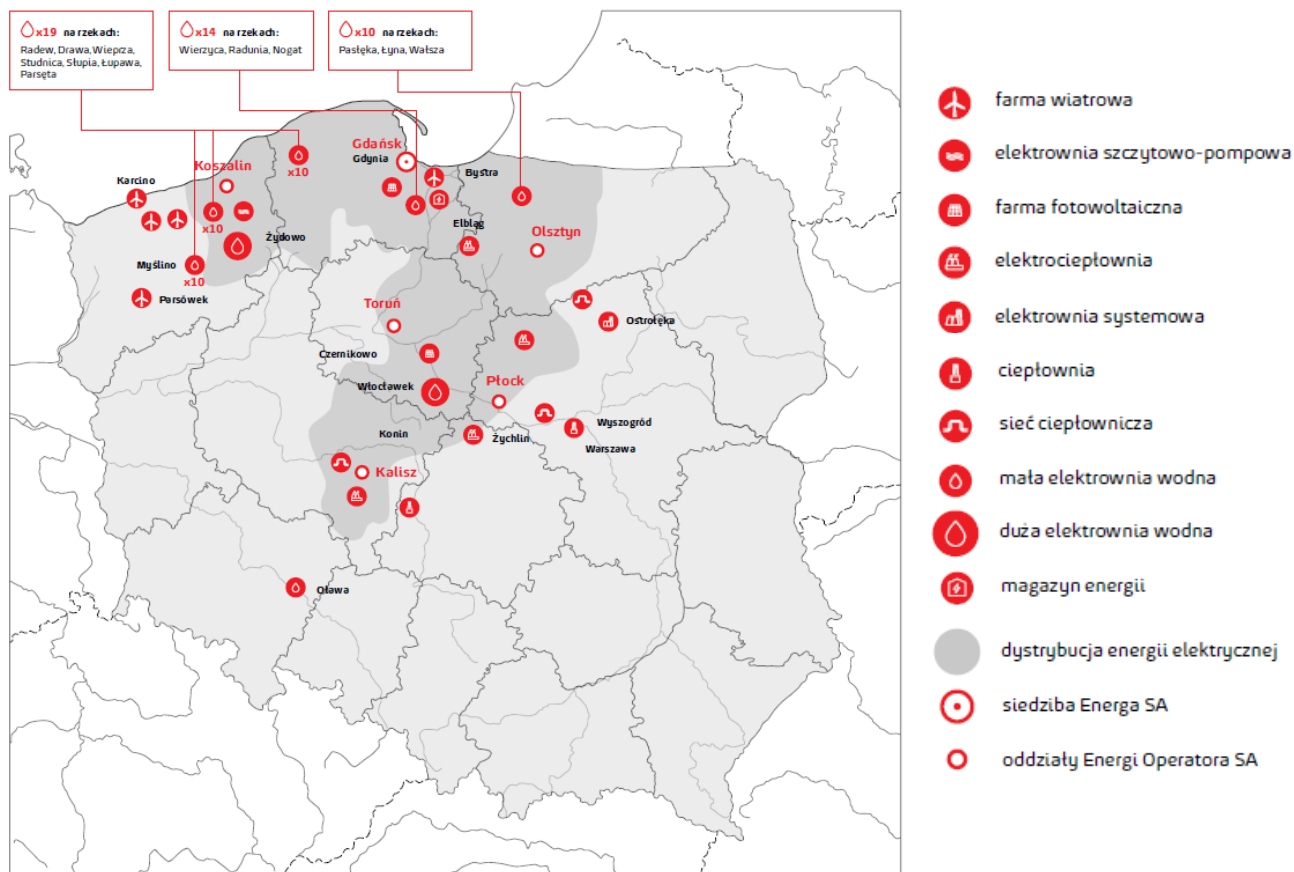
Wolumen dostarczonej energii	Produkcja ee brutto	Sprzedaż detaliczna ee
11,6 TWh	1,9 TWh	9,3 TWh

#### Niezbędnik inwestora\*

Kapitalizacja	Cena akcji	Rating Fitch Energi
3,27 mld zł	7,90 zł	BBB-

\* Stan na 30 czerwca 2021 roku

Kluczowe zasoby			
Sieć dystrybucji	Moc zainstalowana	Liczba klientów	Liczba pracowników
192 tys. km 	1,38 GWe z czego 39% stanowią OZE 	Dystrybucja: 3,2 mln  Sprzedaż 3,2 mln 	9,7 tys. 



Kluczowe Linie Biznesowe		
Dystrybucja	Wytwarzanie	Sprzedaż
		
EBITDA: 1 079 mln zł	EBITDA: 149 mln zł	EBITDA: 211 mln zł

Inwestycje			
945 mln zł	Nowoprzyłączeni klienci	Modernizacja linii WN, ŚN i NN	Nowe źródła OZE
Z czego Dystrybucja: 670 mln zł	33 tys.	1 287 km	616 MW



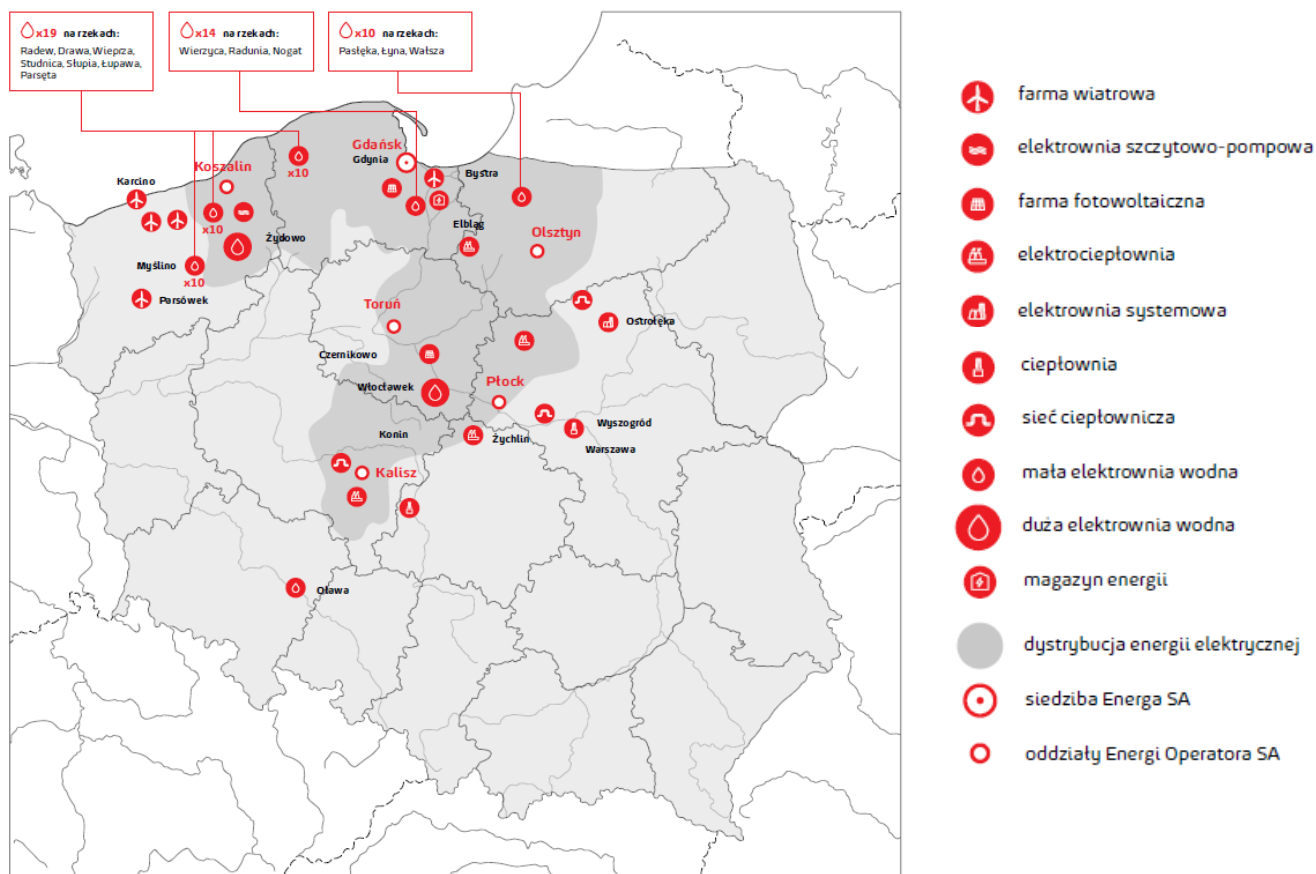
Elektrownia Wodna Żelkovo

## 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). Funkcją 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 3,2 mln klientów, z czego około 3,0 mln stanowią klienci z umowami kompleksowymi, a 178 tys. to klienci TPA (ang. Third Party Access). Na koniec czerwca 2021 roku łączna długość linii energetycznych eksploatowanych przez Grupę wynosiła ponad 192 tys. km i obejmowała swoim zasięgiem obszar blisko 75 tys. km<sup>2</sup>, co stanowiło około 24% powierzchni kraju.

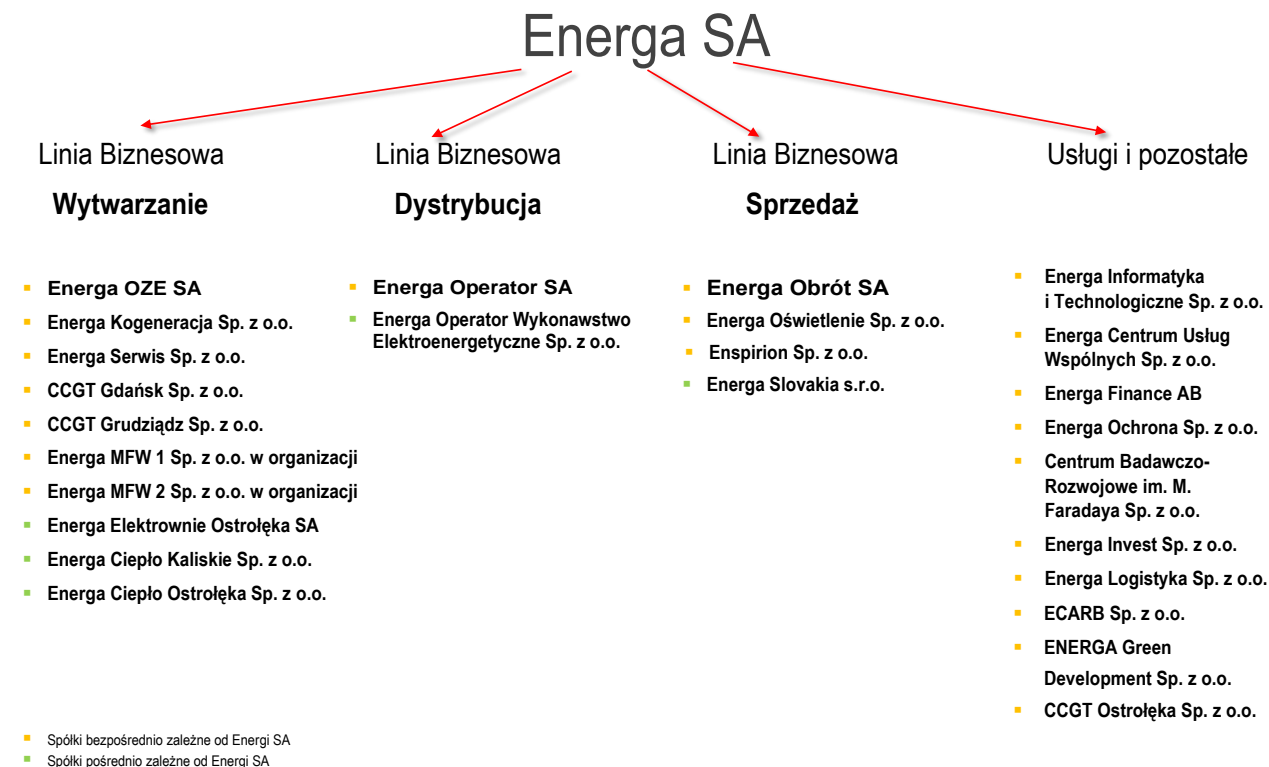
**Linia Biznesowa Wytwarzanie** działa w oparciu o cztery Obszary Wytwarzania: Elektrownia w Ostrołęce, Woda, Wiatr i Pozostałe (w tym kogeneracja - CHP). Całkowita zainstalowana moc wytwórcza w elektrowniach Grupy wynosiła na koniec czerwca 2021 roku około 1,4 GW. Podmiotem wiodącym tej Linii Biznesowej jest spółka Energa OZE SA. W I półroczu 2021 roku Grupa wytworzyła ok. 1,9 TWh energii elektrycznej brutto, która była wyprodukowana w elektrowniach opartych o źródła takie jak: węgiel kamienny, woda, biomasa, wiatr i fotowoltaika. W tym okresie 57% wytworzonej przez Grupę energii elektrycznej brutto pochodziło z węgla kamiennego, 28% z wody, 12% z wiatru i 2% z biomasy. Silną pozycję pod względem udziału energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych w energii wytworzonej ogółem Grupa Energa zawdzięcza głównie produkcji energii w hydroelektrowniach i elektrowniach wiatrowych. Zielona energia powstaje w 46-ciu elektrowniach wodnych, 6-ciu farmach wiatrowych, a także w instalacjach spalających biomasę (Energa Kogeneracja) oraz w dwóch instalacjach fotowoltaicznych.

**Linia Biznesowa Sprzedaż**, której podmiotem wiodącym jest Energa Obrót SA, prowadzi sprzedaż energii elektrycznej, gazu i dodatkowych usług zarówno jako odrębnych produktów, jak i w ramach pakietów, do wszystkich segmentów klientów - od przemysłu poprzez duży, średni i mały biznes, a na gospodarstwach domowych kończąc. Na koniec I półrocza 2021 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 2021 roku w skład Grupy Energa, łącznie z podmiotem dominującym – spółką Energa SA („Energa”, „Spółka”) wchodziło 27 spółek.

Rysunek 2: Uproszczony schemat struktury organizacyjnej Grupy Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2021 roku



Dodatkowo na dzień 30 czerwca 2021 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”) oraz ElectroMobility Poland S.A.

## Ważniejsze zmiany w strukturze i organizacji Grupy

### Energa MFW 1 Sp. z o.o. (w organizacji) i Energa MFW 2 Sp. z o.o. (w organizacji)

Spółki zostały zawiązane w dniu 26.03.2021 r. przez Energa OZE SA, która objęła w nich 100% udziałów. Spółki zostały utworzone w związku z planowaną realizacją inwestycji w morskie farmy wiatrowe.

### Energa Green Development Sp. z o.o.

Spółka została zawiązana w dniu 20.01.2021 r. przez Energa SA, która objęła wszystkie 1 200 udziałów w kapitale zakładowym tej spółki. W dniu 09.02.2021 r. nastąpiła rejestracja spółki w KRS. Utworzenie Energa Green Development jest spowodowane potrzebą rozwoju i integracji w Grupie Energa i Grupie Kapitałowej ORLEN projektów z zakresu energetyki odnawialnej - głównie wiatrowych i fotowoltaicznych. Spółka ma skupiać kompetencje wykonawcze w zakresie rozwoju farm.

## **Sprzedaż spółki ENERGA OCHRONA sp. z o.o. spółce ORLEN Ochrona sp. z o.o.**

W dniu 30 czerwca 2021 roku Energa SA podpisała z ORLEN Ochrona sp. z o.o. umowę sprzedaży 100% udziałów spółki ENERGA OCHRONA sp. z o.o. za kwotę 4,1 mln zł. Tytuł prawny do udziałów przeszedł na ORLEN Ochrona sp. z o.o. ze skutkiem na dzień 31 lipca br. Transakcja była realizowana w ramach Programu Integracji i Transformacji Biznesowej PKN ORLEN i Grupy Energa.

## **Przeniesienie części majątku Energa Kogeneracja Sp. z o.o. na ECARB Sp. z o.o.**

W dniu 15 lutego 2021 roku nastąpiło wydzielenie i przeniesienie części majątku spółki Energa Kogeneracja Sp. z o.o., w tym akcji imiennych PGG S.A. na spółkę przejmującą ECARB Sp. z o.o. w zamian za udziały w podwyższonym kapitale zakładowym ECARB Sp. z o.o., które zostały objęte przez wspólników spółki dzielonej: Energa SA oraz Energa OZE SA.

## **2.2. Najważniejsze zdarzenia w I półroczu 2021 roku i po dniu bilansowym**

### **2.2.1. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego**

#### **Informacja o wynikach testów na utratę wartości**

W styczniu 2021 roku Zarząd Energi powziął informacje o wynikach testów na utratę wartości aktywów trwałych Grupy Energa oraz na utratę wartości udziałów w spółkach zależnych posiadanych przez Energa SA, które zostały przeprowadzone za II półrocze 2020 roku zgodnie z MSR 36.

W wyniku przeprowadzenia ww. testów na utratę wartości aktywów trwałych Grupy stwierdzono konieczność:

- odwrócenia odpisu aktualizującego wartość aktywów wytwórczych spółki zależnej Energa Elektrownie Ostrołęka SA do wysokości 414 mln zł,
- odwrócenia odpisów aktualizujących wartość aktywów CHP należących do Energa Kogeneracja Sp. z o.o. w wysokości 69 mln zł,
- odwrócenia odpisów aktualizujących wartość aktywów wytwórczych należących do Energa OZE SA w wysokości 13 mln zł.

Ponadto, w efekcie przeprowadzonych testów na utratę wartości udziałów w spółkach zależnych posiadanych przez Energa SA, łączny wynik dokonanych odpisów aktualizujących wyniósł 24 mln zł (odpis aktualizujący wartość udziałów w spółce Energa Kogeneracja Sp. z o.o. w wysokości 5 mln zł oraz odpis aktualizujący wartość udziałów w spółce ENERGA AB Finance (publ) w wysokości 19 mln zł).

Powyższe zdarzenia miały charakter niegotówkowy. Wpłynęły one na wynik netto Grupy Energa i Energa SA za 2020 rok bez wpływu na wynik EBITDA.

## **Zawieszenie przez Komisję Nadzoru Finansowego postępowania administracyjnego ws. udzielenia zezwolenia na wycofanie akcji Energa SA z obrotu na rynku regulowanym**

W styczniu 2021 r. Spółka otrzymała postanowienie Komisji Nadzoru Finansowego („KNF”) z dnia 15 stycznia br. o zawieszeniu postępowania administracyjnego w sprawie udzielenia zezwolenia na wycofanie 269 139 114 akcji Spółki z obrotu na rynku regulowanym. Podstawą ww. zawieszenia są pozwy, o których Spółka informowała w raportach bieżących nr 80/2020 z 9 grudnia 2020 r. oraz 82/2020 z 16 grudnia 2020 r.

W uzasadnieniu postanowienia 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.



## **Zmiana postanowień o udzieleniu zabezpieczenia roszczeń o stwierdzenie nieważności lub uchylene uchwały Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Energi SA – ustanowienie kaucji**

W dniu 12 kwietnia 2021 r. Sąd Okręgowy w Gdańsku, w wyniku zażaleń złożonych przez Spółkę, wydał dwa postanowienia, w których zmienił wcześniejsze dwa postanowienia odpowiednio z dnia 7 grudnia i 10 grudnia 2020 r. (o których Spółka informowała w raportach bieżących nr 80/2020 z 9 grudnia 2020 r. oraz 82/2020 z 16 grudnia 2020 r.) o udzieleniu akcjonariuszom Spółki zabezpieczenia roszczeń o stwierdzenie nieważności lub uchylene uchwały nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 29 października 2020 r. 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 oznaczonych w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych S.A. kodem ISIN PLENERG00022 („Uchwała”). Ww. postanowienia z dnia 7 grudnia i 10 grudnia 2020 r. zostały zmienione w ten sposób, że uzależniono ich wykonanie od złożenia przez powodów kaucji w kwocie 1.360.326,23 zł (na każde ww. postanowienie oddzielnie) na zabezpieczenie roszczeń Spółki powstałych w wykonaniu postanowień o zabezpieczeniu. W dniu 5 maja 2021 r. Spółka powzięła informację, że w przypadku postanowienia z dnia 10 grudnia 2020 r. kaucja została przez powodów wpłacona na rachunek Sądu Okręgowego w Gdańsku.

## **Działania dotyczące projektu budowy nowej elektrowni w Ostrołęce**

W dniu 22 grudnia 2020 roku Energa SA, PKN ORLEN S.A. („PKN ORLEN”) oraz Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. („PGNiG”) podpisały umowę inwestycyjną dotyczącą kierunkowych zasad współpracy przy budowie bloku energetycznego w technologii zasilania paliwem gazowym w Elektrowni Ostrołęka „C” („Umowa inwestycyjna”), („Projekt Gazowy”). Strony Umowy inwestycyjnej zobowiązały się do współpracy przy realizacji Projektu Gazowego poprzez powołanie nowej spółki, która przejmie od spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. (realizującej projekt budowy Elektrowni Ostrołęka „C” o mocy 1000 MW - „Projekt Węglowy”) wybrane aktywa i pasywa niezbędne dla realizacji Projektu Gazowego. Zgodnie z Umową inwestycyjną Enerdze oraz PKN ORLEN przypadnie łącznie 51% udziałów w kapitale zakładowym nowo powoływanej spółki („Pula udziałów”), co stanowi taki sam procent ogólnej liczby głosów na jej zgromadzeniu wspólników, a PGNiG obejmie pozostałe 49% udziałów w kapitale zakładowym nowo powoływanej spółki, co stanowi taki sam procent ogólnej liczby głosów na jej zgromadzeniu wspólników.

Nowa spółka o nazwie CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. została zarejestrowana 29 stycznia 2021 roku, a jej jedynym udziałowcem stała się Energa SA. W dniu 14 kwietnia 2021 r. Zarząd Spółki powziął informację o wydaniu przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów zgody na utworzenie przez PKN ORLEN, Energe oraz PGNiG wspólnego przedsiębiorcy, tj. CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. z siedzibą w Ostrołęce.

18 maja 2021 roku Energa SA zawarła z PKN ORLEN porozumienie określające zasady oraz zakres współpracy przy wykonywaniu Umowy inwestycyjnej. Energa oraz PKN ORLEN uzgodniły, że z przypadającej im Puli udziałów Energa obejmie 50%+1 udział spółki CCGT Ostrołęka Sp. z o.o., a PKN ORLEN pozostałe udziały z przypadającej dla obydwu spółek Puli udziałów. Ponadto zgodnie z porozumieniem w przypadku powstania ryzyka naruszenia przez Energe wymogów umów o finansowanie, PKN ORLEN udzieli Enerdze finansowania, niezbędnego do sfinansowania projektu w kwocie nie wyższej niż 1,55 mld zł.

W dniach 26 lutego oraz 30 czerwca 2021 roku aneksowane zostały umowy dwóch pożyczek udzielonych spółce Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. przez Energa SA oraz ENEA S.A. - wydłużono termin spłaty pożyczek udzielonych na podstawie umowy z 17 lipca 2019 roku w wysokości 58 mln zł oraz z umowy 23 grudnia 2019 roku w łącznej wysokości 340 mln zł. Nowy termin spłaty pożyczek został ustalony na dzień 30 września 2021 roku.

25 czerwca 2021 roku pomiędzy spółką Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. i spółką CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. z jednej strony, a wykonawcami Projektu Węglowego oraz wykonawcami Projektu Gazowego z drugiej strony doszło do podpisania „Dokumentu zmiany kontraktu z dnia 12 lipca 2018 r. na budowę Elektrowni Ostrołęka „C” o mocy 1000 MW”, wraz z jednocześnie zawieranimi przez odpowiednio określone strony:

- aneksem gazowym wraz z umową serwisową. Przedmiotem aneksu gazowego jest budowa elektrowni gazowo-parowej (CCGT) o mocy 745 MWe netto za szacunkową kwotę ok. 2,5 mld zł, która zlokalizowana będzie w Ostrołęce na terenie pierwotnie wykorzystanym w projekcie budowy bloku węglowego
- porozumieniem dotyczącym rozliczenia realizacji Projektu Węglowego, zgodnie z którym rozliczenie realizacji Projektu Węglowego nastąpi do końca 2021 roku, a całkowita kwota jaką Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. będzie zobowiązana zapłacić na rzecz Wykonawcy Projektu Węglowego nie przekroczy 1,35 mld zł (netto).

Ponadto 25 czerwca 2021 roku pomiędzy spółkami CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. i Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. podpisana została umowa sprzedaży przedsiębiorstwa Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. przeznaczonego do realizacji zadań

gospodarczych obejmujących budowę bloku energetycznego w technologii zasilania paliwem gazowym zlokalizowanego w Ostrołęce a następnie do eksploatacji tego bloku. Wstępnie oszacowana cena sprzedaży wynosi ok. 166 mln zł.

### **Przyjęcie Wieloletniego Planu Inwestycji Strategicznych Grupy Energa na lata 2021-2030**

W dniu 27 kwietnia 2021 r. Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę o zatwierdzeniu „Wieloletniego Planu Inwestycji Strategicznych Grupy Energa na lata 2021-2030”.

Nowa wersja Wieloletniego Planu Inwestycji Strategicznych („WPIS”) została przygotowana w związku z ogłoszoną przez PKN ORLEN, akcjonariusza strategicznego Spółki, „Strategią Grupy Kapitałowej ORLEN do 2030 roku”. Ponadto aktualizacja WPIS wymagana jest w celu adaptacji do zachodzących i przewidywanych zmian w otoczeniu rynkowym i regulacyjnym oraz aktualizacji planu do bieżącego harmonogramu realizacji projektów inwestycyjnych.

Zgodnie z WPIS łączne nakłady na inwestycje podstawowe i dodatkowe Grupy Energa planowane na lata 2021-2030 wynoszą ok. 29,7 mld zł, z czego ok. 13,4 mld zł w latach 2021-2025.

W Linii Biznesowej Dystrybucja w okresie od 2021 do 2030 roku zostanie poniesionych ok. 16,9 mld zł nakładów. Inwestycje będą dotyczyły głównie budowy, przebudowy i rozbudowy sieci dystrybucyjnej w związku z poprawą niezawodności dostaw energii elektrycznej, przyłączeniem źródeł energii elektrycznej oraz rosnącymi przepływami w sieci, jak również budowy lub rozbudowy sieci związanej z przyłączeniem odbiorców.

Na Linij Biznesową Wytwarzanie Grupa zamierza przeznaczyć ok. 11,8 mld zł w latach 2021-2030, z czego największa część przypadnie na inwestycje związane z odnawialnymi źródłami energii („OZE”).

Do Linii Biznesowej Sprzedaż oraz pozostałych spółek zostały alokowane nakłady w kwocie ok. 1,1 mld zł, które obejmują głównie rozwój narzędzi IT, rozwój nowej oferty produktowej oraz inwestycje w obszarze oświetlenia.

### **Przyjęcie Strategicznego Planu Rozwoju Grupy Energa na lata 2021-2030**

W dniu 31 maja 2021 r. Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę o zatwierdzeniu „Strategicznego Planu Rozwoju Grupy Energa na lata 2021-2030” („SPR”).

SPR zastąpił „Strategię Grupy ENERGA na lata 2016-2025”, wyznaczając ramy działania i rozwoju Grupy Energa w horyzoncie do 2030 roku zgodnie z ogłoszoną przez PKN ORLEN, akcjonariusza strategicznego Spółki, „Strategią Grupy Kapitałowej ORLEN do 2030 roku”.

SPR opisuje wkład Grupy Energa do realizacji ww. Strategii Grupy Kapitałowej ORLEN. Ponadto uwzględnia realizację najważniejszych inicjatyw wchodzących w zakres integracji obu grup oraz kluczowe trendy wpływające na kształt i funkcjonowanie krajowego rynku energii.

Główne cele strategiczne Grupy Energa na lata 2021-2030:

- a) w obszarze dystrybucji: budowa i wdrożenie wieloletniego planu rozwoju sieci WN, SN, nN i podnoszenie jakości obsługi klientów,
- b) w zakresie wytwarzania: rozwój nowych mocy OZE - fotowoltaicznych, morskich elektrowni wiatrowych, a w przypadku złagodzenia regulacji, również lądowych elektrowni wiatrowych. W obszarze elektrowni systemowych celem strategicznym jest udział w realizacji nowych mocy w instalacjach gazowych oraz modernizacja instalacji kogeneracyjnych,
- c) w obszarze sprzedaży: przeprowadzenie gruntownego programu cyfryzacji i redukcji kosztów.

W ramach SPR Grupa Energa planuje osiągnąć:

- ok. 1,1 GWe mocy zainstalowanej w lądowych odnawialnych źródłach energii oraz udział w projektach morskich farm wiatrowych o mocy ok. 1,3 GWe,
- udział w realizacji inwestycji w instalacje gazowe (CCGT) o mocy ok. 1,3 GWe,
- redukcję emisji CO<sub>2</sub>/MWh o 33% w porównaniu do 2019 roku,
- zwiększenie udziału liczników zdalnego odczytu (AMI) zainstalowanych u klientów do 100% w 2026 roku.

Planowane jest, że realizacja ww. celów SPR przełoży się na wzrost skonsolidowanego wyniku EBITDA (zysk operacyjny powiększony o amortyzację oraz odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych) w 2030 roku o ponad 60% w porównaniu do 2020 roku.

### **Zmiana w składzie Rady Nadzorczej**

W dniu 5 maja 2021 r. Pan Jarosław Dybowski złożył oświadczenie o rezygnacji z pełnienia funkcji Wiceprzewodniczącego i Członka Rady Nadzorczej Spółki.

## 2.2.2. Istotne zdarzenia po dniu bilansowym

### **Częściowe rozwiązanie rezerwy utworzonej na rozliczenie Projektu Węglowego w ramach Projektu Ostrołęka C**

W ramach prac nad przygotowaniem skonsolidowanego i jednostkowego sprawozdania finansowego za I półrocze 2021 roku, w dniu 9 lipca 2021 roku zidentyfikowana została możliwość częściowego rozwiązania rezerwy do poziomu 107 mln zł utworzonej pierwotnie w kwocie 218 mln zł na finansowanie spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. dla celów rozliczenia Projektu Węglowego. O utworzeniu ww. rezerwy Spółka informowała w raporcie bieżącym nr 60/2020 z 23 lipca 2020 roku.

Częściowe rozwiązanie rezerwy nastąpiło w związku z planowanym rozliczeniem Projektu Węglowego na zasadach wskazanych w raportach bieżących nr 24/2021 i nr 25/2021 z 25 czerwca 2021 roku.

Szacowany wpływ powyższego zdarzenia na skonsolidowany wynik netto Grupy Energa oraz jednostkowy wynik netto Energa SA za I półrocze 2021 r. wyniósł ok. 111 mln zł. Jest to zdarzenie o charakterze niegotówkowym, powiększającym wynik netto bez wpływu na wynik EBITDA.

### **Zmiany w Zarządzie Energa SA**

W dniu 16 lipca 2021 roku Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę o odwołaniu z dniem 16 lipca 2021 roku ze składu Zarządu Spółki VI Kadencji Pana Jacka Golińskiego, pełniącego funkcję Prezesa Zarządu.

Jednocześnie Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę o powierzeniu z dniem 16 lipca 2021 roku pełnienia obowiązków Prezesa Zarządu Spółki, Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych Pani Iwonie Waksmundzkiej-Olejniczak, do czasu powołania nowego Prezesa Zarządu.

### **Zawarcie porozumienia dotyczącego współpracy w zakresie wydzielenia aktywów węglowych i ich integracji w ramach NABE**

Dnia 23 lipca 2021 r. Spółka, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. („PGE”), ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. (łącznie „Spółki energetyczne”) oraz Skarb Państwa (łącznie zwane „Stronami”) zawarły porozumienie dotyczące współpracy w zakresie wydzielenia aktywów węglowych i ich integracji w ramach Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego („Porozumienie”).

W dokumencie „Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce. Wydzielenie aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa” („Transformacja”), opracowanym przez Ministerstwo Aktywów Państwowych, który następnie został poddany konsultacjom publicznym, przedstawiona została koncepcja wydzielenia z grup kapitałowych poszczególnych Spółek energetycznych aktywów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w konwencjonalnych jednostkach węglowych („Aktywa węglowe”). Założenia Transformacji przewidują m.in. integrację Aktywów węglowych w ramach jednego podmiotu, tj. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. - spółki zależnej PGE, która będzie docelowo działała pod firmą Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego („NABE”).

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

## 2.3. Działalność Badawczo-Rozwojowa i Innowacyjna

W I półroczu 2021 r. wypracowana została Strategiczna Agenda Badawcza („SAB”) Grupy ORLEN do 2030 roku, która określa m.in. 17 programów segmentu energetyka, w tym m.in.: „Kierunki zagospodarowania wodoru”, „Systemy magazynowania energii” i „Efektywność OZE” oraz wskazuje Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya Sp. z o.o. („CBRF”) jako narzędzie do realizacji SAB. Warto zaznaczyć, że CBRF na zlecenie spółek z Grupy Energa realizuje (przy udziale zewnętrznych instytucji naukowo-badawczych oraz uczelni wyższych) projekty z obszaru dystrybucji energii elektrycznej (np. Badanie wpływu napięcia sieci SN na moc szczytową i zużycie energii, Analiza wpływu zmiany charakteru sieci SN z napowietrznej na kablową, Analiza strat energii w wybranych transformatorach SN/nn w sieci Energa Operator S.A.), a także opisany w punkcie 2.3.1. poniżej projekt z obszaru wodorowego RSOC.

W I półroczu 2021 r. spółki z Grupy Energa w obszarze Badań, Rozwoju i Innowacji (B+R+I) realizowały 17 projektów.

### 2.3.1. Kluczowe projekty Grupy Energa realizowane w I półroczu 2021 roku

#### RSOC

Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya Sp. z o.o. podpisało umowę z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju („NCBiR”) na dofinansowanie ze środków unijnych projektu budowy modułowej instalacji odwracalnych ogniw stałotlenkowych wytwarzających wodór, który stanowi pierwszy projekt „wodorowy” w Grupie Energa, dofinansowany ze środków pomocowych. Celem projektu 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) umożliwiają poprawę elastyczności pracy konwencjonalnych bloków energetycznych. Na obecnym etapie projektu wszystkie prace odbywają się zgodnie z harmonogramem. Zakończenie projektu planowane jest na 31 grudnia 2022r.

#### Baterijny Magazyn Energii Bystra (NEDO)

Energa OZE SA, w I półroczu 2021 roku, kontynuowała projekt NEDO, którego celem jest zdobycie wiedzy i doświadczenia nt. możliwości wykorzystania technologii magazynowania energii w celu zwiększenia elastyczności pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Końcowym produktem projektu będzie magazyn energii na Farmie Wiatrowej Bystra. Budowa magazynu energii jest częścią projektu *Smart Grid Demonstration Project* in Poland, realizowanego przez japońską organizację rządową NEDO. Energa OZE SA odpowiada za wybudowanie infrastruktury niezbędnej dla posadowienia elementów magazynu, integrację magazynu z KSE oraz eksploatację magazynu w okresie demonstracyjnym.

W ramach projektu wykonano prace związane z wymianą szablonów lokalizacyjnych, dostarczonych przez partnera (Hitachi), m.in.: sprawdzono prawidłowość ich działania oraz przeprowadzono testy magazynu energii.

#### Projekt pływających paneli fotowoltaicznych na wodzie

Energa OZE SA wraz Centrum Badawczo Rozwojowym im. M. Faradaya kontynuowała innowacyjny projekt instalacji paneli fotowoltaicznych na zbiorniku wodnym o mocy do ok. 1 MW. Celem projektu jest rozwój oraz przetestowanie technologii pływających instalacji PV w celu efektywnego zagospodarowania w przyszłości zbiorników wodnych (w tym zbiorników wodnych na terenach pokopalnianych). Realizacja takiego projektu jest przedsięwzięciem o charakterze innowacyjnym w skali kraju. Instalacja pilotażowa, która została opracowana przez Energa OZE SA w roku 2018, znajdują się przy EW Łapino o łącznej mocy 3,92 kW.

Korzyścią z eksploatacji farmy fotowoltaicznej będzie przede wszystkim nowa energia ze źródeł odnawialnych oraz poprawa wolumenu z odnawialnych źródeł w miksie wytwarzania energii w Grupie Energa. Po pilotażowym projekcie Energa OZE SA zamierza wdrażać przedmiotową technologię na polskim rynku. Jak wynika z analizy zastosowania technologii, przeniesienie paneli fotowoltaicznych na wodę, pozwala istotnie zwiększyć produkcję energii elektrycznej.

W ramach projektu: powstały cztery małe instalacje PV złożone z 4 paneli fotowoltaicznych (łącznie 16 paneli o mocy 245 W każdy), wykonana została m.in. instalacja pilotażowa oraz opracowany został projekt konstrukcji instalacji FPV Łapino przez Energa Invest Sp. z o.o., pozyskano następujące pozwolenia: warunki zabudowy, pozwolenie wodnoprawne, warunki przyłączenia, złożono wnioski o pozyskanie pozwolenia na budowę (trwa oczekiwanie na decyzję ze Starostwa w Pruszczu Gdańskim).

#### System oceny stanu technicznego i ryzyka awarii linii kablowych SN (SORAL)

Energa Operator SA kontynuowała realizację projektu SORAL dot. wdrożenia systemu oceny stanu technicznego i ryzyka awarii linii kablowych SN, opartego o badania diagnostyczne wykonywane w trybie offline, który uzyskał dofinansowanie z Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Celem przedmiotowego projektu badawczego jest ocena możliwości zmiany obecnego sposobu planowania potrzeb remontowych i inwestycyjnych, opartego o analizę awaryjność sieci energetycznej i diagnostykę stanu izolacji kabli SN. Jednym z przewidywanych efektów projektu badawczego jest umożliwienie usprawnienia procesu planowania inwestycji pod kątem wsparcia w typowaniu obiektów (odcinków linii kablowych SN) wymagających modernizacji w celu zapobieżenia wystąpienia awarii.

W ramach prac projektowych zweryfikowano już prototyp systemu SORAL do oceny stanu technicznego kabli, zakończono próby i badania elektryczne przekazanych fragmentów kabli a jeden z podwykonawców (Politechnika Poznańska) dostarczył wstępny opis przeprowadzonych badań.

## **EUniversal**

Energa Operator SA kontynuowała projekt demonstracyjny EUniversal w zakresie rozwoju elastyczności sieci i możliwości wykorzystania usług elastyczności na rynku energii. Projekt realizowany jest w europejskim konsorcjum przez 18 europejskich podmiotów związanych z branżą energetyczną i dofinansowany 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.

## **OneNet**

Energa Operator SA kontynuowała projekt OneNet. Jest to projekt demonstracyjny 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 będą zamawiane i aktywowane w celu świadczenia usług przez OSP i OSD. Celem projektu jest opracowanie nowych mechanizmów i modeli biznesowych dla nowych usług sieciowych zwiększających elastyczność sieci przesyłowej i dystrybucyjnej WN i SN, 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 elastyczności sieci.

W ramach projektu wyznaczono potencjalne obszary do świadczenia usług elastyczności, wykonano prace nad przygotowaniem business use cases, modelu architektury IT. Opracowywane nadal są systemy use cases.

Projekt realizowany jest w europejskim konsorcjum, dofinansowany z programu Horizon 2020, a jego łączne koszty (całe konsorcjum w zakresie kosztów bezpośrednich i pośrednich) stanowią 28,07 mln EUR. Planowana data zakończenia projektu to wrzesień 2023 roku.

## **SERENE**

Energa Operator SA uczestniczy w rozpoczętym w maju 2021 roku projekcie SERENE. Projekt ten ma za zadanie:

- opracowanie nowych mechanizmów i modeli biznesowych dla nowych usług sieciowych zwiększających elastyczność sieci dystrybucyjnej SN i nn;
- zbadanie potencjału wykorzystania rozwiązań z obszaru V2G, DSR na obiektach przemysłowych, mobilnych magazynów energii w sieci nn, inteligentnych budynków zeroemisyjnych do świadczenia usług dla OSD zwiększających elastyczność pracy sieci;
- zastosowanie rozwiązań technicznych pozwalających na aktywne zarządzanie siecią nn z wykorzystaniem liczników AMI;
- opracowanie modeli biznesowych oraz wytycznych technicznych dla przyszłych klastrów energii.

Do końca czerwca 2021 roku przeprowadzone zostały prace organizacyjne związane z podziałem zadań, dopracowywaniem harmonogramów oraz z organizacją zespołów projektowych.

W ramach projektu zostaną zorganizowane obszary demonstracyjne na terenie trzech krajów europejskich: Danii, Holandii i Polski (w gminie Przywidz).

Projekt uzyskał dofinansowanie z programu Komisji Europejskiej Horizon 2020 w grudniu 2020 roku.

### 2.3.2. Pozostała działalność Grupy Energa w I półroczu 2021 roku

#### Rozwój transportu zeroemisyjnego

W ramach działań związanych z transportem zeroemisyjnym Grupa Energa angażuje się m.in. w rozwój infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych oraz w promocję rozwoju transportu publicznego opartego o napęd wodorowy.

Obecnie Grupa Energa oferuje swoim klientom sieć kilkudziesięciu ogólnodostępnych stacji ładowania. Dla rynku B2B Energa Obrót SA wprowadziła produkt „EnerGO!”, w którym znalazły się m.in. stacje ładowania naściennic oraz wolnostojące, przy czym klient może zdecydować się na zakup stacji DC o mocy 50kW.

Energa Oświetlenie Sp. z o.o. uruchomiła zintegrowane z infrastrukturą oświetlenia następujące stacje ładowania pojazdów elektrycznych. Warto zaznaczyć, że wszystkie stacje spółki Energa Oświetlenie będą objęte systemem ORLEN Charge.

Grupa Energa bierze czynny udział w działaniach PKN ORLEN związanych z dialogiem z samorządami w zakresie rozwoju transportu wodorowego oraz produkcją zielonego wodoru z OZE. Celem dialogu z samorządami jest określenie zasad wymiany informacji i warunków potencjalnej współpracy, w ramach której Grupa ORLEN oraz samorzady będą dążyć do zidentyfikowania obszarów umożliwiających nawiązanie współpracy ukierunkowanej na promocję rozwoju transportu publicznego opartego o wodór i wsparcie realizacji projektów budowy źródeł wodorowych oraz sieci komunikacji publicznej opartej o napędy wodorowe. Transport zeroemisyjny jest jednym z priorytetów Polskiej Strategii Wodorowej.

### 2.4. Nakłady inwestycyjne i realizacja kluczowych projektów

W ciągu I półrocza 2021 roku nakłady inwestycyjne w Grupie Energa wyniosły 945 mln zł i były o 130 mln zł, tj. 16% wyższe niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Inwestycje Linii Biznesowej Dystrybucja stanowiły 71% wszystkich nakładów poniesionych przez Grupę i wyniosły 670 mln zł.

Inwestycje w Linii Biznesowej Dystrybucja obejmowały rozbudowę sieci w celu przyłączenia nowych odbiorców i wytwórców, a także modernizacje, których zadaniem jest poprawa niezawodności dostaw energii elektrycznej. Poniesiono także nakłady na innowacyjne technologie i rozwiązania sieciowe, takie jak m.in. projekt przebudowy sieci do standardów Smart Grid.

W Linii Biznesowej Wytwarzanie nakłady na inwestycje wyniosły 70 mln zł, z czego istotny udział stanowiły zadania związane z rozwojem aktywów ciepłowniczych w Elblągu.

Natomiast w Linii Biznesowej Sprzedaż przeznaczono na inwestycje 23 mln zł, z czego najwięcej na prace związane z majątkiem oświetleniowym.

Tabela 1: Stan realizacji programu inwestycyjnego za 6 miesięcy 2021 roku

Opis projektu	Nakłady inwestycyjne za 6 miesięcy 2021 roku (mln zł)
<b>Linia Biznesowa Dystrybucja</b>	<b>670</b>
Modernizacja sieci dystrybucyjnej w celu poprawy niezawodności dostaw	163
Rozbudowa sieci w związku z przyłączaniem nowych odbiorców	295
Rozbudowa sieci w związku z przepływami w sieci WN i przyłączaniem źródeł ee	64
Pozostałe nakłady inwestycyjne, kolizje i korekty	148
<b>Linia Biznesowa Wytwarzanie</b>	<b>70</b>
Energa Kogeneracja Sp. z o.o.   Kotły KRS3x38 MWt (Elbląg)	24
Energa Kogeneracja Sp. z o.o.   Optymalizacja BB20	14
ENERGA OZE S.A   Budowa PV Gryf	5
Energa Kogeneracja Sp. z o.o.   Leasing	5
Energa Elektrownie Ostrołęka Sp. z o.o.   Zakup i wymiana wentylatorów podmuchu na blokach nr 1, 2, 3	3

Pozostałe inwestycje	19
<b>Linia Biznesowa Sprzedaż</b>	<b>23</b>
Nakłady inwestycyjne na majątek oświetleniowy	17
Pozostałe nakłady inwestycyjne	6
<b>Pozostałe spółki, projekty i korekty</b>	<b>182</b>
<b>Razem</b>	<b>945</b>

## Program inwestycyjny w obszarze aktywów ciepłowniczych

Kluczowym celem programu inwestycyjnego jest dostosowanie jednostek kogeneracyjnych i ciepłych do zaostrzających się wymogów środowiskowych oraz zwiększenie efektywności funkcjonowania spółek z obszaru CHP poprzez generowanie akceptowalnej przez właściciela stopy zwrotu z prowadzonej działalności wyrażonej przez wynik EBITDA.

Maksymalizacja EBITDA zostanie osiągnięta poprzez realizację programu rozwoju ciepłownictwa dla EC Elbląg i EC Kalisz (a także w lokalizacji Ostrołęka w ramach odrębnej inicjatywy), w wyniku którego nastąpi zmiana paliwa z węgla kamiennego na gaz ziemny przy utrzymaniu co najmniej dotychczasowej pozycji na rynkach ciepła w Elblągu i Kaliszu.

Na przełomie 2020/2021 roku w Elblągu uruchomiono budowę kotłowni rezerwowo-szczytowej (kotły zostały dostarczone na teren elektrociepłowni i zamontowane w budynku kotłowni), zakontraktowano kotły mobilne dla zabezpieczenia dostaw ciepła na kolejny sezon grzewczy, a także zakończono zadania inwestycyjne związane z modernizacją turbozespołu i optymalizacją kotła bloku biomasowego BB20p. Dla zabezpieczenia dostaw ciepła w lokalizacji Elbląg dokonano także migracji kotła węglowego K5 pod przepisy dyrektywy MCP. Ponadto trwają postępowania przetargowe dla zadań inwestycyjnych w lokalizacji Kalisz (kotłownia rezerwowo-szczytowa i układ kogeneracyjny). W pierwszym półroczu 2021 r. realizowane były także inwestycje rozwojowe i modernizacyjne w obszarze sieci ciepłowniczych.

## CCGT Gdańsk

Projekt dotyczy budowy nowej elektrowni gazowo-parowej. Nowoczesna infrastruktura energetyczna umożliwi rozwój niskoemisyjnej bazy wytwórczej oraz świadczenie usługi mocy i sprzedaż energii elektrycznej.

CCGT Gdańsk posiada decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla bloku CCGT oraz dla linii 400 kV, która połączy elektrownię CCGT ze stacją systemową NN (najwyższych napięć) Gdańsk „Błonia” (wyprowadzenie mocy). Prowadzone są prace projektowe zmierzające do uzyskania decyzji o pozwoleniu na budowę dla przedmiotowej linii 400 kV. W dniu 30 października 2020 roku podpisano list intencyjny z PKN ORLEN i Grupą LOTOS S.A. Energa, PKN ORLEN oraz Grupa LOTOS, zgodnie z treścią zawartego listu intencyjnego, kontynuują działania mające na celu wypracowanie możliwości wspólnej realizacji elektrowni gazowo-parowej w Gdańsku. Na obecnym etapie prace koncepcyjne osiągnęły etap zaawansowanych uzgodnień. Termin ich zakończenia i podjęcie wiążących decyzji będzie się zawierał w okresie obowiązywania listu intencyjnego, który - jak to zostało zakomunikowane wcześniej - określony został do końca 2021 roku. Strony zawartego listu intencyjnego w dalszym ciągu podtrzymują założenie dotyczące harmonogramu projektu, zakładające zakończenie realizacji bloku CCGT w 2026 roku. Zgodnie z posiadaną decyzją o środowiskowych uwarunkowaniach moc bloku może być pochodną zastosowania turbiny gazowej klasy H, tj. ok. 650 MW.

## 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.

## **Projekt budowy nowej elektrowni w Ostrołęce**

W pierwszym półroczu 2021 r. projekt budowy elektrowni Ostrołęka C w Ostrołęce był w trakcie konwersji w związku ze zmianą źródła zasilania z węglowego na gazowe. 25 czerwca br. Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. zawarła z CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. umowę sprzedaży przedsiębiorstwa, obejmującą aktywa niezbędne do realizacji projektu gazowego. Tego samego dnia spółka CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. podpisała Aneks Gazowy z Konsorcjum spółek z Grupy GE (GE Power Sp. z o.o. i General Electric Global Services GmbH) oraz Umowę Serwisową z General Electric Global Services GmbH. Więcej informacji na ten temat znajduje się w punkcie 2.2.1. niniejszego Sprawozdania.

## **Projekt PV Gryf**

Celem projektu jest budowa farmy fotowoltaicznej o mocy 19,83 MW. Zgodnie z ogłoszonymi w grudniu wynikami aukcji OZE spółka Energa OZE wygrała 14 grudnia 2020 r. aukcję zwykłą dla instalacji. Dnia 30 grudnia 2020 r. Spółka wydała NTP. Na obecnym etapie prowadzone są prace dot. kafarowania i montażu konstrukcji wsporczych. Przewidywany termin oddania do eksploatacji projektu to koniec 2021 roku. Farma powstaje w gminie Przykona, na terenach zrehabilitowanych po kopalni odkrywkowej węgla brunatnego Adamów.

## **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. 100 MW, 50 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. Na obecnym etapie, są prowadzone prace, których celem jest uzyskanie pozwolenia na budowę (w 2. Etapach po 50 MW) dla farmy fotowoltaicznej o mocy ok. 100 MW (moc sumaryczna), wraz z wyprowadzeniem mocy.

## **2.5. Nagrody i wyróżnienia**

### **Energa ze Srebrnym Listkiem 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. Wyróżniane są nim organizacje, które w swojej działalności w szczególności sposób, w realizacji celów biznesowych, kierują się zasadami zrównoważonego rozwoju. Listki trafiły do polskich firm już po raz dziesiąty.

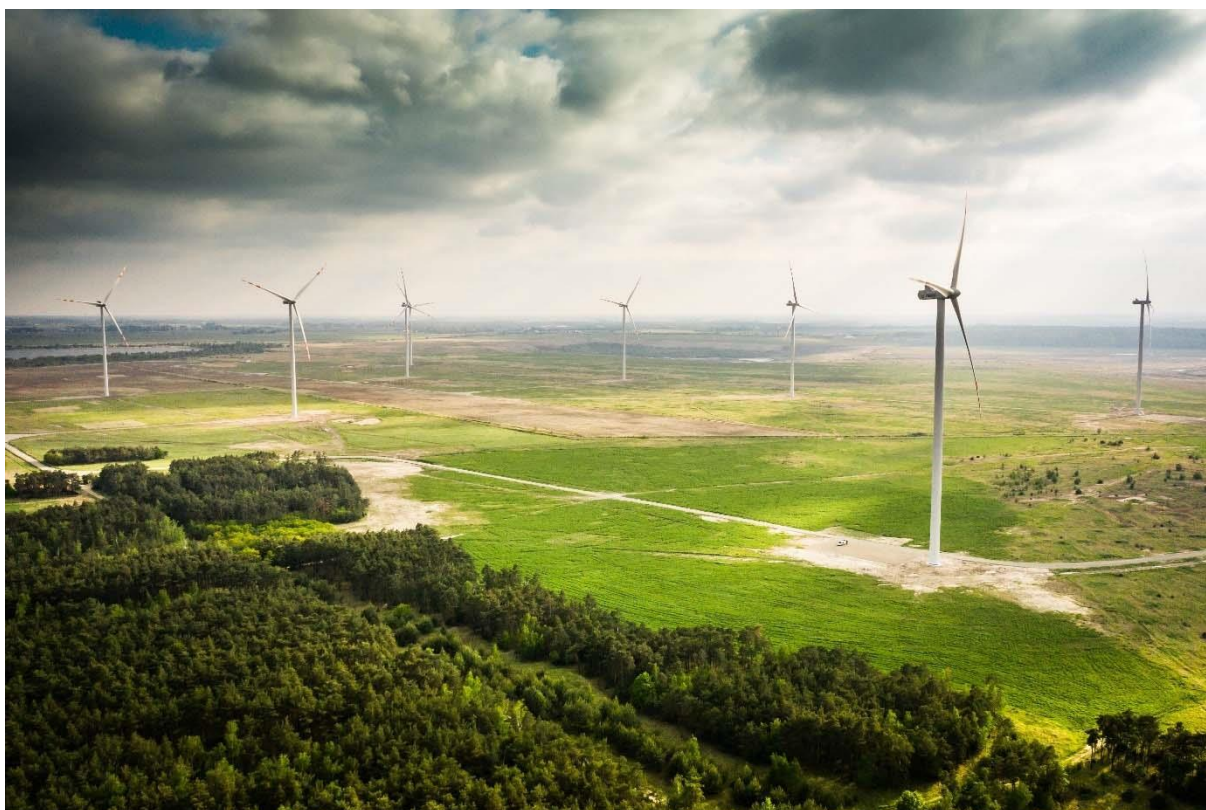
### **Forum Odpowiedzialnego Biznesu**

Grupa Energa została wyróżniona za Wsparcie infolinii Narodowego Funduszu Zdrowia.

### **Raport Odpowiedzialnego Biznesu**

Energa została wyróżniona i wpisana do rocznego Raportu Odpowiedzialnego Biznesu 21 naszych inicjatyw CSR.





Farma wiatrowa w Przykonia

## Otoczenie regulacyjno-biznesowe

### 3. OTOCZENIE REGULACYJNO-BIZNESOWE

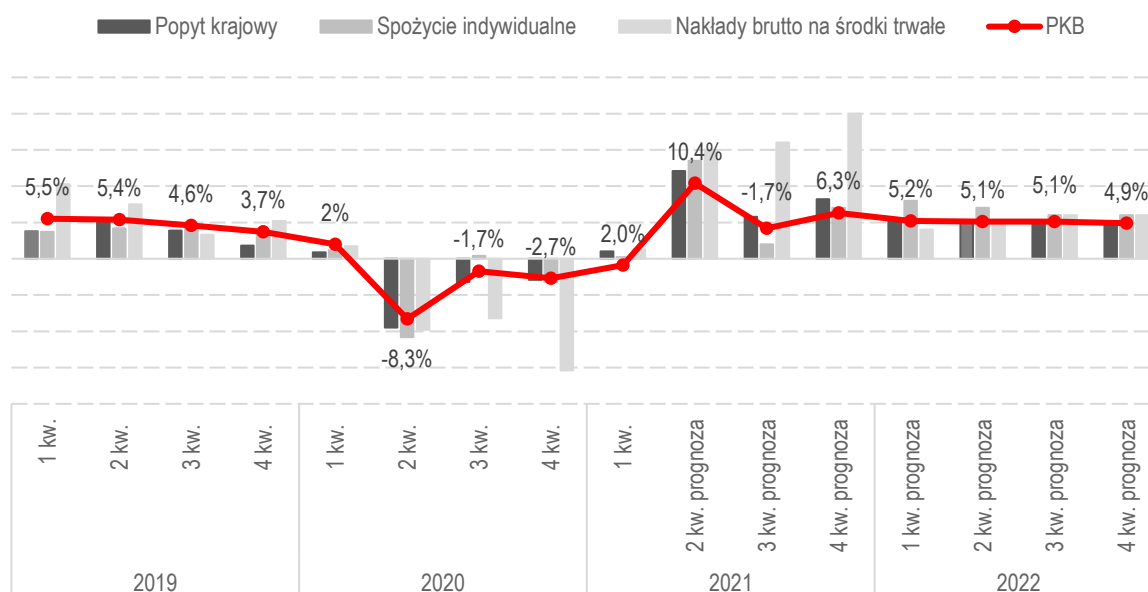
#### 3.1. Sytuacja makroekonomiczna

Podstawowym rynkiem działalności podmiotów wchodzących w skład Grupy Energa jest rynek krajowy. Stąd też wahania koniunktury, wyrażane za pomocą tempa zmian produktu krajowego brutto (PKB), inflacji czy też stopy bezrobocia, przekładają się na ceny energii elektrycznej, gazu i ciepła oraz kształtowanie popytu na produkty dostarczane klientom. W II kw. 2021 r. obserwowane były dynamiczne zmiany w zakresie prognoz gospodarczych. Początkowe nastroje pesymistyczne, wywołane obawami o powrót pandemii, jak również ponownie wprowadzone restrykcje w życiu gospodarczym i społecznym, przełożyły się na rewizję w dół prognoz wzrostu PKB na kolejne kwartały. Zwiększenie odporności społeczeństwa i wyhamowanie choroby COVID-19 na przełomie maja i czerwca br., spowodowały z kolei podwyższenie szacunków PKB. Pomimo ryzyka czwartej fali pandemii koronawirusa analitycy oceniają, że nie powinno mieć ono już istotnego wpływu na krajowy wzrost gospodarczy, co odzwierciedlają również wyniki czerwcowego badania koniunktury. Obserwowana jest kontynuacja spadku odsetka podmiotów wskazujących na poważne lub zagrażające stabilności firmy, negatywne skutki pandemii. Najbardziej wyraźna poprawa nastąpiła w przypadku sektora usług (spadek wskazań w porównaniu do maja br. o 5,8 pkt. proc.). Mniejsze obawy przed pandemią przekładają się na wzrost konsumpcji prywatnej.

Zgodnie ze wstępnym szacunkiem Głównego Urzędu Statystycznego (GUS), PKB w Polsce, w I kw. 2021 r. zmniejszył się realnie o 0,9% r/r, wobec wzrostu o 2% w analogicznym kwartale roku 2020. Wynik ten, pomimo, że ujemny, w perspektywie kwartalnej oznacza wzrost o 1,8 pkt. proc. i świadczy o rosnącej odporności polskiej gospodarki na skutki pandemii. Jak wskazują analitycy Banku Millennium, w wynikach za pierwsze trzy miesiące br. zaskoczyła nie tylko dynamika PKB, ale przede wszystkim jego struktura. Od strony popytowej, dodatni wkład miały wszystkie elementy składowe popytu krajowego, ujemną kontrybucję miał tylko eksport netto (-1,9 pkt. proc.). Największą niespodzianką było gwałtowne odbicie inwestycji, które zwiększyły się o 18,2% kw./kw. (dane odsezonowane). Tym samym nakłady brutto na środki trwałe niespodziewanie powróciły do poziomu sprzed wybuchu pandemii, szybciej niż spożycie indywidualne gospodarstw domowych, które dynamicznie odrabiała straty w II poł. ubiegłego roku, jednak ze względu na ograniczenia w konsumpcji usług, wciąż pozostaje niższe niż przed kryzysem.

Lipcowa projekcja PKB, opracowana przez Departament Analiz Ekonomicznych Narodowego Banku Polskiego (NBP) zakłada wzrost gospodarczy w kolejnych kwartałach, w średnim tempie przewyższającym 5% r/r. Na wzrost gospodarczy na poziomie 5% w 2021 i 2022 r. wskazuje również konsensus rynkowy uczestników konkursu prognostycznego „Rzeczpospolitej” i „Parkietu”, przeprowadzonego na początku lipca br. W opinii NBP, głównym źródłem szybkiego wzrostu PKB będzie spożycie gospodarstw domowych, ale istotną jego składową stanowią również inwestycje prywatne. Aktywności gospodarczej sprzyjają podjęte w kryzysie działania rządu oraz Narodowego Banku Polskiego, w tym obniżenie stóp procentowych do rekordowo niskiego poziomu oraz prowadzenie strukturalnych operacji otwartego rynku.

Rysunek 3: Roczna dynamika PKB, popytu krajowego, spożycia indywidualnego i inwestycji



Źródło: Dane GUS oraz prognozy Santander Bank Polska SA (lipiec 2021)

Na poprawę warunków gospodarczych w polskim sektorze wytwórczym wskazują także wyniki notowań indeksu PMI (wskaźnika wyprzedzającego polskiego przemysłu), który w czerwcu 2021 r. wyniósł 59,4 pkt., zwiększając się o 2,2 pkt. na przestrzeni miesiąca. Trend dla PMI w drugim kwartale br. utrzymał się na poziomie 56,8 pkt., stanowiąc najwyższy wynik w historii badań. Silne odbicie w sektorze wytwórczym spowodowane było rozluźnieniem obostrzeń oraz nasileniem popytu, dzięki otwarciu kolejnych gałęzi gospodarki. Odnotowano zwiększenie nowych zamówień. Pomimo wzrostu produkcji, która zwiększyła się piąty miesiąc z rzędu, rejestrując najsilniejsze tempo ekspansji od stycznia 2017 r., odnotowano również istotny wzrost zaległości w produkcji i wydłużenie czasu dostaw. Aby zwiększyć przepustowość, przedsiębiorcy tworzyli nowe miejsca pracy.

Wyniki badania przeprowadzonego przez GUS w czerwcu br., dotyczącego wpływu pandemii COVID-19 na koniunkturę pokazują, iż w II kw. 2021 r. średnio 27% przedsiębiorstw, wśród negatywnych skutków pandemii zaobserwowało brak pracowników, m.in. z powodu kwarantanny, choroby czy urlopów opiekuńczych. Wraz z poprawą sytuacji epidemicznej w kraju, polepszyła się również sytuacja na rynku pracy. Firmy ponownie zaczęły zwiększać zatrudnienie, oczekując dalszego ożywienia w gospodarce. Z drugiej strony, powróciły czynniki ryzyka sprzed pandemii, jak np. dostęp do wykwalifikowanych pracowników, co przekłada się na wzrost presji płacowej. W ocenie NBP, w latach 2022-2023 dynamika wynagrodzeń utrzyma się na podwyższonym poziomie ze względu na rosnący popyt na pracę, przy niskim zasobie osób, które mogłyby podjąć zatrudnienie. Planowana przez rząd podwyżka płacy minimalnej w 2022 r. będzie miała neutralny wpływ na tempo wzrostu wynagrodzeń w całej gospodarce, ponieważ nie zmienia relacji najniższego i przeciętnego wynagrodzenia. Stopa bezrobocia w czerwcu 2021 r., szacowana przez Ministerstwo Rozwoju, Pracy i Technologii, wyniosła 6% i była o 0,1 pkt. proc. niższa od wyniku notowanego miesiąc wcześniej oraz o 0,4 pkt. proc. niższa od wyniku na koniec I kw. br. Przeciętne zatrudnienie w sektorze przedsiębiorstw w pierwszej połowie roku zmniejszyło się o 0,3% w odniesieniu do analogicznego okresu roku 2020. Przeciętne miesięczne wynagrodzenie (brutto) z kolei wzrosło o 7,8% r/r i wyniosło 5725,47 zł.

Rosnąca dynamika gospodarcza przekłada się również na wzrost cen, w tym cen surowców, części i transportu. Inflację w br. podnosi wyraźny wzrost cen energii, w tym podwyżka cen ropy naftowej na rynkach światowych, ale również zakłócenia w łańcuchach dostaw. Jak wskazuje NBP, obserwowany jest wzrost cen w branżach, głównie usługowych, w których luzowane są restrykcje wprowadzone w okresie pandemii i w których następuje realizacja odłożonego popytu. Z kolei w tych sektorach gospodarki, w których podwyższony, w okresie pandemii, popyt stopniowo słabnie, ceny dostosowują się z opóźnieniem, a w kolejnych kwartałach oczekiwane jest spowolnienie ich dynamiki. Wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych w II kw. 2021 r. wyniósł 4,5% w odniesieniu do analogicznego okresu roku poprzedniego. Podwyższoną inflację coraz silniej odczuwają konsumenci, a ryzyko jej utrwalenia na wysokim poziomie w perspektywie średniookresowej jest znaczące. Z kolei zdaniem NBP, czynniki podwyższające inflację mają charakter przejściowy, stąd inflacja konsumencka w 2022 r. obniży się z obecnego, podwyższonego poziomu i powróci do przedziału odchyień od celu inflacyjnego NBP, określonego jako 2,5% +/-1 pkt. proc. W 2023 r. dynamika cen konsumpcyjnych ponownie przyspieszy, jednakże w dalszym ciągu nie powinna przekroczyć poziomu 3,5% r/r.

Jak wskazano w „Założeniach polityki pieniężnej na rok 2021”, opracowanych przez Radę Polityki Pieniężnej (RPP), inflacja, ze względu na szoki makroekonomiczne i finansowe, może okresowo kształtować się powyżej lub poniżej celu inflacyjnego, w tym również poza określonym dla niego przedziałem odchyień. RPP w lipcowym komunikacie podkreśla, iż reakcja polityki pieniężnej na szoki jest elastyczna i zależy od ich przyczyn oraz oceny trwałości ich skutków, w tym wpływu na procesy inflacyjne. Prowadzona przez NBP polityka pieniężna sprzyja utrwaleniu ożywienia aktywności gospodarczej po pandemicznej recesji oraz stabilizuje inflację na poziomie zgodnym z celem inflacyjnym NBP w średnim okresie, w związku z czym RPP w II kw. 2021 r. nie dokonała zmian jeśli chodzi o poziom podstawowych stóp procentowych. Główna stopa procentowa Narodowego Banku Polskiego, stopa referencyjna, na koniec czerwca br. wyniosła 0,10%. NBP deklaruje kontynuację prowadzenia operacji zakupu skarbowych papierów wartościowych oraz dłużnych papierów wartościowych, gwarantowanych przez Skarb Państwa na rynku wtórnym, w ramach strukturalnych operacji otwartego rynku. NBP będzie także nadal oferował kredyt wekslowy, przeznaczony na refinansowanie kredytów udzielanych przedsiębiorcom przez banki. Obserwowane jest oczekiwanie rynkowe w kierunku podwyższenia przez RPP poziomu stóp procentowych, ale ewentualne zmiany w tym zakresie będą uzależnione od publikowanych w najbliższym czasie danych makroekonomicznych.

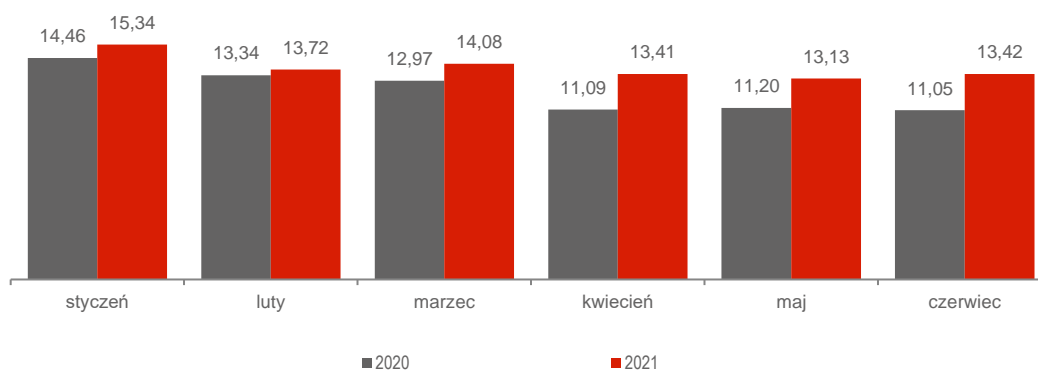
### **3.2. Rynek energii elektrycznej w Polsce**

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

## Krajowa produkcja i zużycie energii elektrycznej

Produkcja energii elektrycznej w Polsce według danych publikowanych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne („PSE”) w I półroczu 2021 roku wyniosła 83,09 TWh i była wyższa o 9,00 TWh tj. 12,1% w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego (74,09 TWh). Wyższa produkcja była widoczna w elektrowniach zużywających węgiel brunatny oraz kamienny, jak również w źródłach wytwórczych pracujących na paliwie gazowym przy spadku produkcji z elektrowni wiatrowych. Wzrost produkcji był odpowiedzią na wyższe zapotrzebowanie na energię w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE).

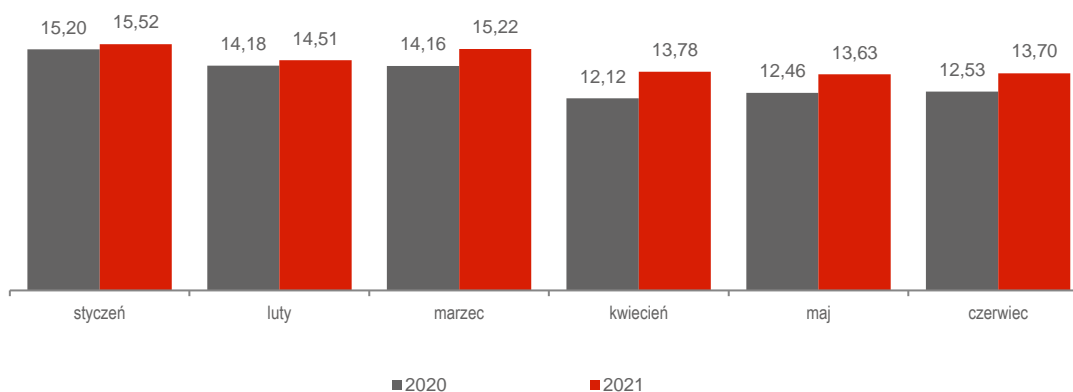
Rysunek 4: Produkcja energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2021 roku (TWh)



Źródło: PSE

Krajowe zużycie energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2021 roku wyniosło 86,37 TWh i było wyższe o 5,73 TWh tj. 7,1% w stosunku do tego samego okresu roku poprzedniego (80,64 TWh). Wzrost zużycia wynikał z wyższego zapotrzebowania spowodowanego odradzającą się gospodarką po kolejnej fali pandemii COVID-19 w stosunku do tego samego okresu roku ubiegłego.

Rysunek 5: Zużycie energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2021 roku (TWh)

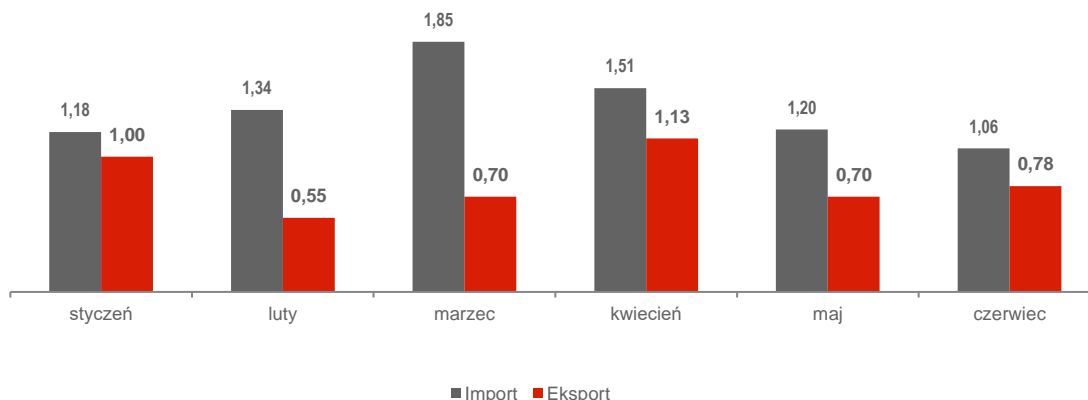


Źródło: PSE

## Wymiana międzysystemowa Polski

W I półroczu 2021 roku eksport energii elektrycznej był o 1,07 TWh wyższy w stosunku do tego samego okresu roku ubiegłego. Porównując te same okresy można zauważyć spadek importu energii elektrycznej o 2,21 TWh, co odpowiada w głównej mierze za utrzymującą się lecz coraz niższą nadwyżkę importu netto energii elektrycznej w badanym okresie na poziomie 3,27 TWh wobec importu netto w wysokości 6,55 TWh w analogicznym okresie roku ubiegłego. Jest to efekt niższego poboru energii elektrycznej w zakresie wymiany równoległej oraz połączenia z Ukrainą i Litwą.

Rysunek 6: Miesięczne wolumeny wymiany międzysystemowej w Polsce w I półroczu 2021 roku (TWh)

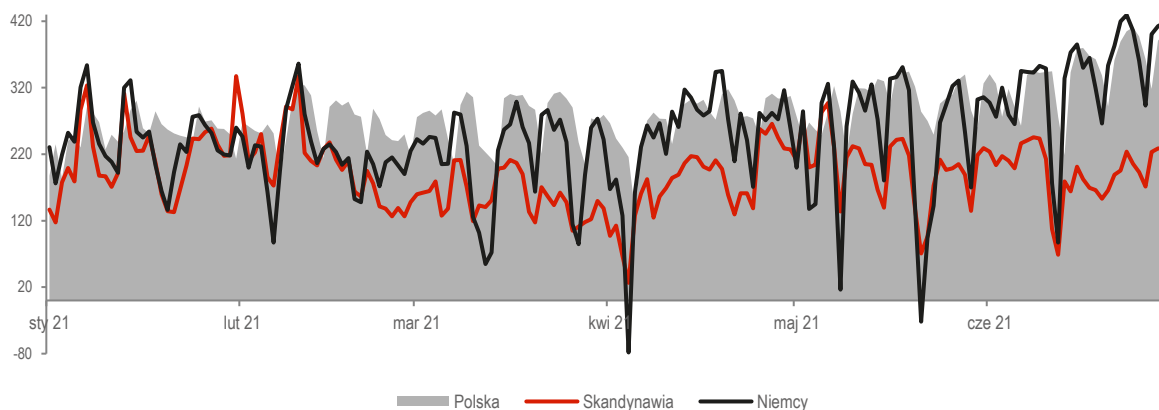


Źródło: PSE

### Ceny energii w wybranych krajach sąsiadujących z Polską

Średni poziom cen na rynku SPOT w Polsce w I półroczu 2021 roku był wyższy niż w krajach sąsiadujących. Wzrost zapotrzebowania na moc wraz z niskimi temperaturami w I kwartale oraz niższą generacją ze źródeł wiatrowych, jak również wzrost notowań EUA do historycznie najwyższych poziomów, wsparte wzrostem ubytków systemowych, doprowadziły do wzrostu cen na rynku polskim jak również na rynkach ościennych. Największe odchylenia cen odnotowano względem rynku skandynawskiego (+48,8%, tj. 93,17 zł/MWh), a mniejsze w porównaniu do cen na rynku niemieckim (+13,6%, tj. 34,03 zł/MWh).

Rysunek 7: Ceny energii na rynku SPOT w Polsce i wybranych krajach sąsiadujących w I półroczu 2021 roku (zł/MWh)

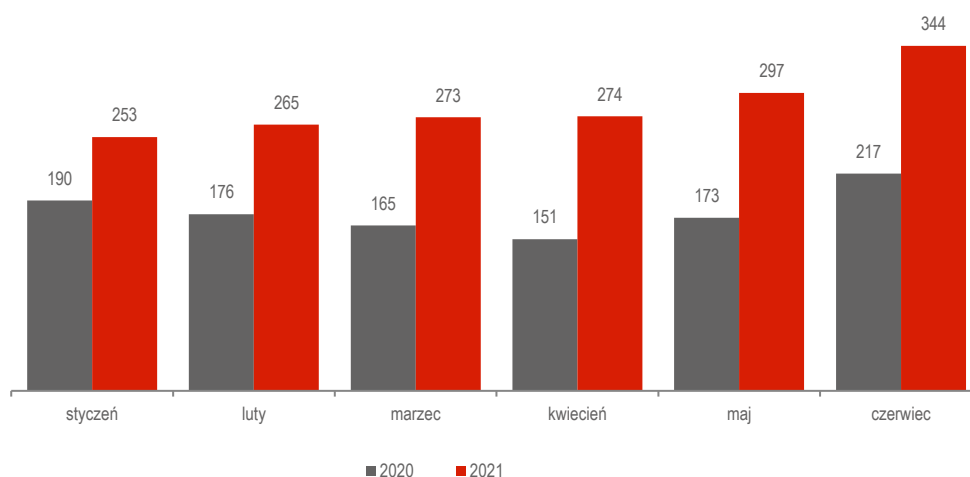


Źródło: Bloomberg, Reuters

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

Średni poziom indeksu TGeBase w I półroczu 2021 roku wyniósł 284,22 zł/MWh i był o 105,69 zł/MWh wyższy niż w analogicznym okresie roku ubiegłego (178,53 zł/MWh). Natomiast porównując II kwartał 2021 roku z II kwartałem roku ubiegłego można zaobserwować wzrost ceny o 124,58 zł/MWh. Wzrost krajowego zapotrzebowania na moc, wynikający z odradzającej się gospodarki został wsparty przez wzrost ubytków systemowych oraz spadek importu energii, co w konsekwencji wpłynęło na wzrost cen w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego.

Rysunek 8: Indeks TGeBase w I półroczu 2021 roku (PLN/MWh)



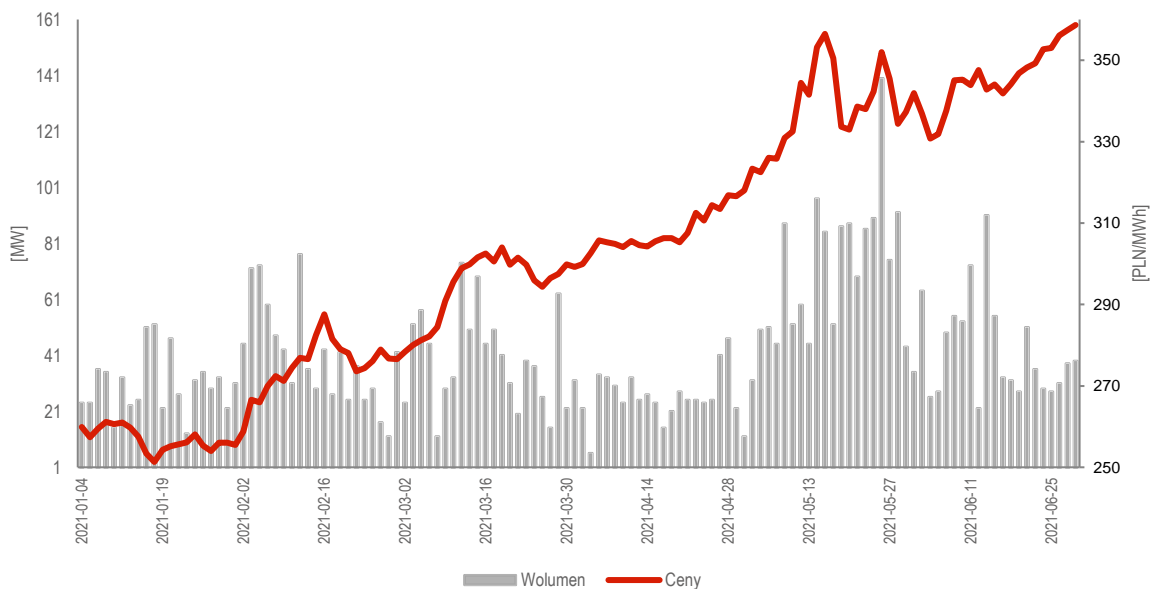
Źródło: TGE

### Rynek terminowy energii elektrycznej w Polsce

W I półroczu 2021 roku rynek terminowy energii elektrycznej znajdował się w trendzie wzrostowym. Najwyższą cenę odnotowano w ostatnim dniu notowań czerwca br. na poziomie 358,65 zł/MWh (BASE 2022). Głównymi determinantami wzrostu cen energii w I półroczu na rynku terminowym były:

- wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>,
- spadek wietrzności,
- wzrost cen na rynku SPOT,
- wzrost zapotrzebowanie na energię elektryczną w KSE.

Rysunek 9: Cena kontraktu terminowego pasmo z dostawą na 2022 rok w I półroczu 2021 roku



Źródło: TGE

## Rynek uprawnień do emisji

W dniu 12 maja 2021 roku Komisja Europejska poinformowała, że na koniec 2020 roku w obiegu było ponad 1 578 mln uprawnień do emisji (wzrost liczby uprawnień o niespełna 14% r/r to efekt pandemii). 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 2021 roku do dnia 31 sierpnia 2022 roku – w rezerwie stabilności rynkowej zostanie umieszczona łączna liczba blisko 379 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). W 2021 r. nie ma dostępnego wolumenu uprawnień do emisji sprzedawanego corocznie przez Wielką Brytanię oraz dodatkowego wolumenu oferowanego przez Polskę. Wielka Brytania, po wystąpieniu z Unii Europejskiej, utworzyła własny system, w którym pierwsza aukcja, notowania kontraktów terminowych oraz rynku SPOT odbyły się 19 maja na giełdzie ICE. Brytyjski rząd planuje w tym roku sprzedać 82 mln uprawnień do emisji (UKA), w tym dla sektora lotniczego. Kluczowym czynnikiem, który determinował cenę EUA w I półroczu była spekulacja oraz uzgodniony w kwietniu pomiędzy Radą UE oraz Parlamentem Europejskim kompromis w sprawie pakietu klimatycznego, który został ostatecznie zatwierdzony przez Parlament Europejski pod koniec czerwca. Przepisy zakładają zwiększenie redukcji emisji gazów cieplarnianych z 40% do co najmniej 55% w 2030 r. w porównaniu z poziomem z 1990 r. Prezentacja pakietu legislacyjnego mającego na celu wdrożenie powyższego celu (tzw. „Fit for 55”), została przedstawiona w lipcu. W konsekwencji kurs EUA na koniec I półrocza 2021 roku wyniósł 56,37 EUR/t, rosnąc od końca 2020 roku o 83%, natomiast porównując z końcem I półrocza 2020 r. kurs wzrósł o 109%.

Rysunek 10: Ceny uprawnień EUA w I półroczu 2021 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)
	I półrocze 2020 (zł/MWh)	I półrocze 2021 (zł/MWh)		
OZEX_A (zielone)	136,52	149,34	19,5*	300,03*

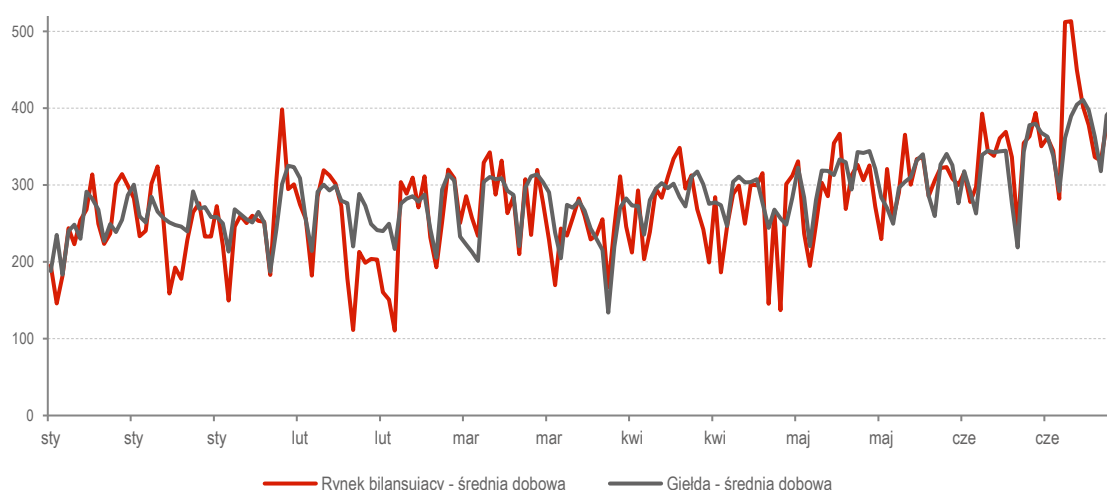
\* wartość opłaty zastępczej i obowiązku umorzenia na 2021 rok

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 utrzymywały się w pierwszych dwóch miesiącach półrocza w okolicach 142,00 zł/MWh. W marcu doszło do zdecydowanego ruchu cen w górę, który był kontynuowany do końca I półrocza. Notowania PM OZE zakończyły I półrocze 2021 roku na poziomie 167,18 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 kwartału 2021 roku ceny na rynku bilansującym były zbliżone do cen na rynku dnia następnego. Odstępstwem od tego była np. sytuacja z dnia 22 czerwca br., kiedy to średnia cena dobową na rynku bilansującym wyniosła 513,24 zł/MWh, a cena w najdroższych godzinach osiągała ponad 1470,00 zł/MWh. Średni poziom cen w badanym okresie na rynku bilansującym wyniósł 277,51 zł/MWh, wobec 181,81 zł/MWh w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Rysunek 11: Zestawienie cen na rynku bilansującym i rynku SPOT (giełda) w I półroczu 2021 roku (PLN/MWh)



Źródło: TGE, PSE

### 3.3. Otoczenie regulacyjne

#### Procesy legislacyjne zakończone w I półroczu 2021 roku

Tabela 3: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę

<p><b>Polityka energetyczna polski do 2040 r.</b> <b>Monitor Polski 2021 poz. 264</b></p>	<p>2 lutego 2021 r. Rada Ministrów przyjęła Uchwałę ws. Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP), która ukazała się w Monitorze Polskim 10 marca 2021 r.</p> <p>Ustawowym celem polityki energetycznej państwa jest bezpieczeństwo energetyczne, przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki, efektywności energetycznej i zmniejszenia oddziaływania sektora energii na środowisko.</p> <p>Koszt wdrożenia PEP oszacowano na blisko 1.600 mld zł do 2040 r., z czego ze środków UE Polska może pozyskać ok. 260 mld zł w perspektywie 2030 r. (dodatkowo ze środków budżetu państwa zaplanowano wydatki na poziomie ok. 28,5 mld zł w latach 2021-2025).</p> <p>PEP wyznacza ramy transformacji energetycznej w Polsce i opiera się na trzech filarach:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Sprawiedliwa transformacja;</li> <li>✓ Zeroemisyjny system energetyczny oraz dobra jakość powietrza;</li> <li>✓ Niskoemisyjna transformacja energetyczna.</li> </ul>
<p><b>Ustawa o zmianie Ustawy o systemie handlu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych Ustaw (Fundusz Modernizacyjny)</b> <b>Dz.U. 2021 poz. 1047</b></p>	<p>Ustawa została ogłoszona 10.czerwca 2021 r. i weszła w życie 25 czerwca 2021 r.</p> <p>Główną zmianą jest powołanie do życia tzw. Funduszu Modernizacyjnego (Fundusz). Działalność Funduszu została zaplanowana na lata 2021–2030. Jego najważniejszym celem jest wsparcie wykonania ustalonego na forum Unii Europejskiej, celu redukcji gazów cieplarnianych.</p> <p>Najważniejsze założenia dot. Funduszu:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Polskim operatorem środków FM będzie Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej;</li> <li>✓ Na inwestycje priorytetowe można ubiegać się o finansowanie nawet do 100% kosztów kwalifikowanych. Inwestycje nie priorytetowe mogą liczyć na maksymalnie 70%;</li> <li>✓ Europejski Bank Inwestycyjny, który będzie europejskim operatorem FM, ma prawo zakwestionowania listy lub części listy projektów, jako niezgodnych z zapisami unijnej dyrektywy 2018/410 z marca 2018 r., regulującej cel funduszu;</li> <li>✓ Beneficjentami będzie 10 państw UE, których PKB jest poniżej 60% średniej UE;</li> </ul>



	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Całkowita pula środków Funduszu, które wygeneruje sprzedaż uprawnień do emisji, będzie znana dopiero pod koniec 2030 r. Wysokość tych środków będzie zależna od ceny uprawnień do emisji, jakie będą notowane na aukcjach;</li> <li>✓ Kraje beneficjenci z UE w tym Polska, mają dysponować środkami, pochodzącymi ze sprzedaży 310 mln uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>;</li> <li>✓ Polska ma otrzymać 43,11% środków, tj. pochodzących ze sprzedaży 135 mln uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.</li> </ul> <p><b>Priorytetowe obszary wsparcia Funduszu to:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Inwestycje w sieci dystrybucyjne;</li> <li>✓ Rozwój OZE;</li> <li>✓ Magazynowanie energii;</li> <li>✓ Efektywność energetyczna.</li> </ul>
<p><b>Ustawa o zmianie Ustawy Prawo Energetyczne i innych ustaw Dz.U. 2021 poz. 1093</b></p>	<p>Ustawa została ogłoszona 18 czerwca 2021 r. i weszła w życie 3 lipca 2021 r.</p> <p>Istotne zmiany w Ustawie Prawo Energetyczne dotyczą, m. in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Zainstalowania do 2028 r. liczników inteligentnych u co najmniej 80% odbiorców, powołanie Operatora Informacji o Rynku Energii odpowiedzialnego za prowadzenie systemu zbierającego i przetwarzającego informacje i dane pomiarowe z tych zainstalowanych liczników - tzw. Centralnego Systemu Informacji o Rynku Energii. Funkcję operatora systemu będzie pełniła spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne; system ma działać za trzy lata.</li> <li>✓ Wprowadzenia szczegółowego harmonogramu instalacji liczników w całej Polsce przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD). OSD będą obowiązani zainstalować inteligentne liczniki: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Do końca 2023 r. u co najmniej 15% odbiorców; do końca 2025 r. - 25%; do końca 2027 r. - 65%; do końca 2028 r. - 80%;</li> <li>▪ OSD pokryją również koszty instalacji tych liczników u odbiorców podłączonych do sieci o napięciu do 1 kV (w tym w gospodarstwach domowych).</li> </ul> </li> <li>✓ Wprowadzenia zamkniętych systemów dystrybucyjnych (ZSD) - nowe rozwiązania dla podmiotów zajmujących się sprzedażą i dostarczaniem energii elektrycznej oraz paliw gazowych, a niebędących typowymi przedsiębiorstwami energetycznymi. Operatorzy, tacy jak zakłady przemysłowe czy specjalne strefy ekonomiczne, którzy większość energii zużywają na potrzeby własne, nie będą już musieli sporządzać planów rozwoju oraz przedkładać taryf do zatwierdzenia regulatorowi. Warunkiem będzie jednak ustalenie opłat za energię i paliwa gazowe nie wyższych niż u miejscowego operatora systemu dystrybucyjnego. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE) będzie mógł ustanowić ZDS na okres 10 lat.</li> <li>✓ Uregulowanie zasad rozliczeń za energię elektryczną, zwróconą do sieci trakcyjnej w następstwie hamowania pojazdów trakcyjnych;</li> <li>✓ Zmianę w zakresie naruszania zbiorowych interesów konsumenta energii. Będzie ono przesłanką do cofnięcia koncesji. Urząd Regulacji Energetyki będzie mógł cofnąć koncesję przedsiębiorstwu energetycznemu, jeśli prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK) uzna, że stosowane przez nie praktyki naruszają zbiorowe interesy konsumentów;</li> </ul> <p>Istotne zmiany w Ustawie o rynku mocy dotyczą, m. in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Wprowadzenia jednolitej definicji magazynu energii elektrycznej oraz dodania odniesienia do obowiązku gromadzenia przez OSP danych pomiarowych dla CSIRE;</li> <li>✓ Wydłużenia terminu na osiągnięcie Finansowego Kamienia Milowego (FKM) do 24 m-cy;</li> <li>✓ Zmiany zasady wypowiedziania umów dla wieloletnich kontraktów mocowych zmodernizowanych jednostek, które nie osiągnęły FKM – skrócenie kontraktu do jednego roku.</li> <li>✓ Ograniczenia wymiaru kar dla nowych jednostek rynku mocy, które nie osiągnęły w terminie Operacyjnego Kamienia Milowego. Kary w świetle nowych zasad wyniosą: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 5% miesięcznej wartości obowiązku mocowego objętego umową mocową – w pierwszym roku dostaw;</li> <li>▪ 15% miesięcznej wartości obowiązku mocowego objętego umową mocową – w drugim roku dostaw;</li> <li>▪ 25% miesięcznej wartości obowiązku mocowego objętego umową mocową – w trzecim roku dostaw, obliczonej na podstawie najwyższej ceny zamknięcia aukcji mocy odnoszącej się do danego roku dostaw.</li> </ul> </li> </ul> <p>Istotne zmiany w Ustawie o odnawialnych źródłach energii dotyczą, m. in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Wprowadzenia możliwości naliczania opłat przesyłowych i dystrybucyjnych w odniesieniu do różnicy e.e. pobranej i wprowadzonej do sieci;</li> <li>✓ Wprowadzenia obowiązku posiadania koncesji wyłącznie w odniesieniu do magazynów o mocy powyżej 10 MW;</li> <li>✓ Mniejsze instalacje (powyżej 50 kW) będą musiały zostać wpisane do właściwego rejestru.</li> </ul>
<p><b>Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiający Fundusz Sprawiedliwej Transformacji - Just Transition Fund. COM/2020/22 final</b></p>	<p>Rozporządzenie zostało ogłoszone 24 czerwca 2021 r. i weszło w życie 25 czerwca 2021 r.</p> <p>Celem Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji (FST) jest zapewnienie wsparcia terytoriom, które napotykają poważne wyzwania społeczno - gospodarcze związane z procesem transformacji w kierunku osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r.</p> <p>Środki Funduszu mają zostać przeznaczone m. in. na projekty z obszaru energetyki bezemisyjnej (z wyjątkiem gazu ziemnego, m. in. w odniesieniu do regionów silnie uzależnionych od wydobycia i spalania węgla kamiennego,) oraz na inne rodzaje przedsięwzięć, tj. mikroprzedsiębiorstwa, zrównoważoną turystykę, infrastrukturę społeczną, uniwersytety i publiczne instytucje badawcze, technologie magazynowania energii, niskoemisyjne ciepłownictwo komunalne, inteligentną i zrównoważoną mobilność, innowacje cyfrowe, projekty zwalczające ubóstwo energetyczne.</p> <p>Do Polski z FST ma trafić ponad 4,4 miliarda euro. Warunkiem skorzystania ze środków FST jest przygotowanie przez regiony oraz zatwierdzenie przez Komisję Europejską terytorialnych planów sprawiedliwej transformacji (TPST). W Polsce o pieniądze z FST ubiega się sześć regionów: śląskie, dolnośląskie, wielkopolskie, lubelskie, łódzkie i małopolskie. Zostały one wskazane jako beneficjenci funduszu w projekcie Umowy Partnerstwa (UP) na lata 2021-2027.</p>
<p><b>Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 16 kwietnia 2021 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2021 r. oraz okresów obowiązujących</b></p>	<p>Rozporządzenie zostało ogłoszone 19 kwietnia 2021 r. i weszło w życie 20 kwietnia 2021 r.</p> <p>Rozporządzenie jest realizacją delegacji ustawowej, zawartej w art. 77 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o OZE, w zakresie:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) maksymalnej ceny za 1 MWh, za jaką może zostać w danym roku kalendarzowym sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii, zwanej dalej „ceną referencyjną”, oraz</li> <li>(2) okresu, w którym przysługuje obowiązek zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 92 ust. 1 ustawy, oraz okresu prawa do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 92 ust. 5 ustawy, wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 72 ust. 1 ustawy, obowiązującego wytwórców, którzy w danym roku wygrał aukcję.</li> </ol>

<p>wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2021 r. Dz.U. 2021 poz. 722</p>	<p>przy czym okres ten nie może być dłuższy niż 15 lat od dnia wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tych instalacjach.</p> <p>W 30 przypadkach zaproponowane wartości cen referencyjnych są tożsame z wartościami cen referencyjnych przyjętych na 2020 r. W trzech przypadkach zdecydowano się natomiast obniżyć ceny referencyjne względem cen wyznaczonych na rok poprzedni. Dotyczy to instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie energię wiatru na lądzie (z 250 na 230 zł/MWh), a także instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW oraz o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie energię promieniowania słonecznego (odpowiednio z 360 na 340 zł/MWh oraz 340 na 320 zł/MWh).</p>
---	---

## Procesy legislacyjne prowadzone w I półroczu 2021 roku

Tabela 4: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
<p>Ustawa o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw druk sejmowy nr 1276 i 1307 druk senacki nr 439</p>	<p>Ustawa jest na etapie prac w Senacie. Głównym celem Ustawy jest zapewnienie zgodności przepisów ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy z przepisami tzw. rozporządzenia rynkowego UE 943/2019, poprzez wprowadzenie do polskiego systemu wsparcia standardów emisyjnych EPS 550 g CO<sub>2</sub>/kWh oraz EPS 350 kg CO<sub>2</sub>/kWh/rok.</p> <p>Dodatkowo, w celu wsparcia realizacji nowych źródeł wytwórczych, w tym w szczególności źródeł niskoemisyjnych oraz zwiększenia zachęt do redukcji zapotrzebowania w okresie szczytowego zapotrzebowania, co przyczynia się do realizacji podstawowego celu ustanowienia rynku mocy, jakim jest zwiększenie stabilności systemu elektroenergetycznego. W projekcie Ustawy ujęto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Możliwość konwersji jednostki posiadającej zawartą umowę mocową i niespełniającą limitu emisji 550g CO<sub>2</sub>/kWh na jednostkę spełniającą ten limit poprzez zmianę technologii wytwarzania energii elektrycznej, realizowaną w ramach istniejącej umowy lub w ramach zastąpienia istniejącej umowy nowymi umowami mocowymi;</li> <li>✓ Możliwość zmiany mocy osiągalnej nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, jeżeli moc takiej jednostki po jej realizacji nieznacznie odbiegać będzie od mocy, która była zakładana na etapie planowania, co pozwoli na uniknięcie wzrostu jednostkowej emisji, wywołanego koniecznością wprowadzenia mniej sprawnych instalacji zapewniających brakującą moc;</li> <li>✓ Obniżenie opłaty mocowej dla jednostek o płaskim profilu zużycia.</li> </ul>
<p>Program Ministerstwa Aktywów Państwowych „Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce. Wydzielenie wytwórczych aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa”</p>	<p>Ministerstwo Aktywów Państwowych ogłosiło 25 maja 2021 r. Program „Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce. Wydzielenie wytwórczych aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa”. Głównym celem dokumentu jest:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Realizacja założeń przyjętej „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.” w obszarze nadzoru właścicielskiego nad spółkami z udziałem Skarbu Państwa oraz dostosowanie koncernów energetycznych do wyzwań transformacji. Po wydzieleniu aktywów węglowych skupią się one na realizacji inwestycji nisko- i zeroemisyjnych;</li> <li>✓ Koncepcja zakłada nabycie przez Skarb Państwa od PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A, ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. spółek zależnych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej w konwencjonalnych jednostkach zasilanych węglem.</li> </ul>
<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o OZE oraz niektórych innych ustaw Druk sejmowy nr 1129</p>	<p>Projekt Ustawy jest na etapie II czytania w Sejmie. Głównym celem procedowanej Ustawy, jest m. in. ograniczenie obowiązków koncesyjnych dla przedsiębiorców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji, co nastąpi poprzez podniesienie górnego progu łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub mocy osiągalnej ciepłej w skojarzeniu dla instalacji odnawialnego źródła energii, oraz potwierdzenie na poziomie ustawy dotychczasowej praktyki dotyczącej sposobu określania łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE. Projekt dokonuje ujęcia w przepisach jednego z kluczowych elementów (parametrów) systemu aukcyjnego – „mocy zainstalowanej elektrycznej” danej instalacji, determinującej m.in. udział we właściwym koszyku aukcyjnym.</p> <p>Zmiany dotyczą m. in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ obowiązku zakupu niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie albo prawa do dopłaty do ceny rynkowej energii elektrycznej w ramach systemów FIT oraz FIP;</li> <li>✓ obowiązku zakupu energii elektrycznej po stałej cenie albo prawa do dopłaty do ceny rynkowej energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego;</li> </ul> <p>– do dnia 30 czerwca 2047 r., który jest zbieżny z maksymalnym terminem udzielenia pomocy publicznej, tj. do dnia 31 grudnia 2027 r. Termin 30 czerwca 2047 r. obejmuje również okres niezbędny dla inwestora do spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawy, tj. sprzedaży energii elektrycznej po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego, w terminie 42 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ dodania definicji hybrydowej instalacji OZE i udziału energii elektrycznej wprowadzanej do sieci z udziałem hybrydowej instalacji OZE poprzez magazyn energii elektrycznej;</li> <li>✓ możliwości zawierania umowy dzierżawy nieruchomości rolnych skarbu państwa, zarządzanych przez Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa, poprzez spółki skarbu państwa dla których Ministerstwo Aktywów Państwowych wykonuje nadzór właścicielski.</li> </ul>
<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii Nr z wykazu: UC74</p>	<p>Ustawa jest na etapie prac Rządowego Centrum Legislacji: Konsultacje publiczne i Opiniowanie. Głównym celem procedowanej Ustawy jest m. in. ustanowienie zasad dotyczące 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>Szeroki zakres zmian, w tym m. in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Wprowadza się przepisy umożliwiające od 2026 r. techniczną zmianę sprzedawcy energii elektrycznej w 24 godziny;</li> <li>✓ Wprowadza się dostęp dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych i mikro przedsiębiorców o rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh do narzędzia porównywania ofert sprzedaży energii elektrycznej;</li> <li>✓ Wprowadza się ramy prawne do funkcjonowania obywatelskich społeczności energetycznych, reguluje ich prawa i obowiązki, w tym prawo odbiorcy do przystąpienia do obywatelskiej społeczności energetycznej przy zachowaniu pełni praw konsumenckich i do opuszczenia społeczności bez sankcji;</li> </ul>

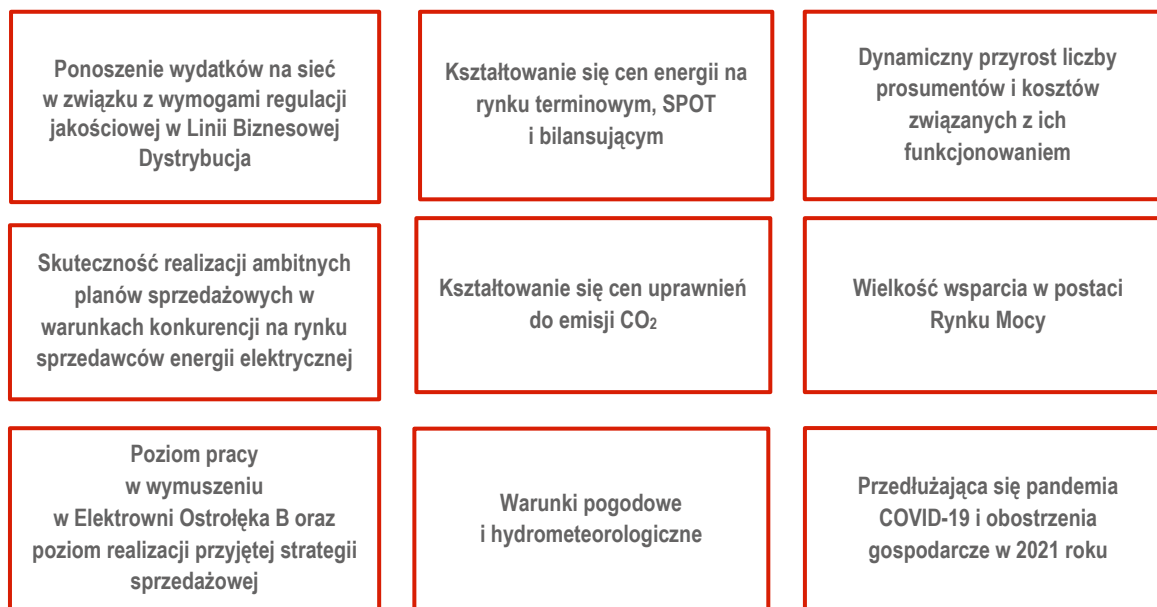
	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Wprowadza się prawo odbiorcy do zawierania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej z co najmniej jednym sprzedawcą i każdym sprzedawcą, który ma ponad 200 000 odbiorców oraz prawo do otrzymywania informacji na temat korzyści i ryzyk związanych z takimi umowami;</li> <li>✓ Wprowadza się przepisy dotyczące agregatora na rynku energii elektrycznej, jego zadań i uprawnień;</li> <li>✓ Wprowadza się przepisy dotyczące odpowiedzi odbioru i odbiorcy aktywnego na rynku energii, w tym proponuje się nowy model rozliczeń prosumentów, w którym możliwe będzie korzystanie z osobnego rozliczenia energii elektrycznej wprowadzanej i pobieranej z sieci;</li> <li>✓ Wzmacnia się obowiązujące prawa odbiorców oraz wprowadza nowe prawa w zakresie sprzedaży energii elektrycznej (nowe warunki umowne, obowiązki dotyczące rozliczeń, rozwiązywania sporów ze sprzedawcą, obowiązki informacyjne), a także dostosowuje się przepisy ustawy do postanowień Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. w zakresie obowiązku zawierania z odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wyłączone umów kompleksowych;</li> <li>✓ Dostosowuje się zadania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych do przepisów dyrektywy 2019/944, w tym wprowadza przepisy dotyczące usług systemowych, usług elastyczności oraz wprowadza się zmiany w zakresie bilansowania;</li> <li>✓ Dostosowuje się zadania regulatora do przepisów dyrektywy 2019/944, w tym zadania związane z regionalnymi centrami koordynacyjnymi, powołanymi na mocy rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943” oraz wprowadza się możliwość zgłoszenia Prezesowi URE przez każdego, kogo praw dotyczy wykonywanie obowiązków przez operatora systemu elektroenergetycznego, zawiadomienia dotyczącego naruszenia tych obowiązków określonych w ustawie – Prawo energetyczne, co wypełnia normę art. 60 ust. 2 dyrektywy 2019/944;</li> <li>✓ Wprowadza się regulacje precyzujące status instalacji magazynowania energii przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i przez operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych;</li> <li>✓ Dokonuje się zmian w zakresie (rozszerzenie) działania Koordynatora do spraw negocjacji, rozszerzając m.in. zakres zadań tego podmiotu o nowe rodzaje umów wprowadzane do ustawy – Prawo energetyczne; m. in. w umowach: przyłączenia do sieci ee.; świadczenia usług przesyłania i dystrybucji ee. i gazu ziemnego; agregacji; sprzedaży; o świadczeniach usług magazynowania energii elektrycznej; o przyłączeniu do sieci elektroenergetycznej, gazowej lub ciepłowniczej, w tym o przyłączenie mikroinstalacji;</li> <li>✓ Wdraża się mechanizm nierynkowego ograniczania w wytwarzaniu z odnawialnych źródeł energii przez operatorów systemu elektroenergetycznego;</li> <li>✓ Nadaje się uprawnienia Prezesowi URE do ingerowania z urzędu lub na wniosek strony w treść umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej zawartej pomiędzy sprzedawcą a operatorem systemu dystrybucyjnego lub operatorem systemu przesyłowego, w określonych przypadkach;</li> <li>✓ Przyznaje się Prezesowi URE uprawnienia do samodzielnego ustalenia cen i stawek opłat dla przedsiębiorstwa energetycznego w przypadku wydania przez Prezesa URE decyzji w sprawie odmowy zatwierdzenia temu przedsiębiorstwu taryfy, gdy ta decyzja jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat;</li> <li>✓ Przyznaje się Prezesowi URE uprawnienie do udzielenia określonym podmiotom odstępstwa od stosowania wskazanych w decyzji przepisów w ramach realizacji projektu mającego na celu wdrożenie innowacyjnych technologii, usług, produktów, modeli współpracy użytkowników systemu, rozwiązań technologicznych lub teleinformatycznych w ramach tzw. „piaskownicy regulacyjnej”;</li> <li>✓ Doprecyzowuje się przepisy dotyczące znaku towarowego operatora systemu dystrybucyjnego będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo w ten sposób, że nie będzie mógł wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości sprzedawcy będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo;</li> <li>✓ Dodaje się przepisy mające na celu zapewnienie przedsiębiorstwom energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych podstawy prawnej do koordynowania działań i wymiany informacji w przypadku wniosków o przyłączenie do sieci gazowej i sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, urzędzeń, instalacji lub sieci, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwo gazowe;</li> <li>✓ Rozstrzyga się wątpliwości dotyczące możliwości prowadzenia przez operatora systemu magazynowania działalności w zakresie skraplania lub regazyfikacji gazu ziemnego;</li> <li>✓ Dokonuje się zwiększenia opłaty za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej z 25% do 100% rzeczywiście poniesionych przez operatora kosztów;</li> <li>✓ Wprowadza się zmiany w obszarze linii bezpośrednich.</li> </ul>
<p><b>Konsultacje i uzgodnienia z KE - Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności</b></p>	<p>Krajowy Plan Odbudowy (KPO) jest na etapie konsultacji pomiędzy Rządem RP a Komisją Europejską. 26 lutego 2021 r. Kancelaria Prezesa Rady Ministrów opublikowała projekt i ogłosiła konsultacje Krajowego Planu Odbudowy (KPO). Kluczowe założenia KPO:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 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.;</li> <li>✓ 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.</li> <li>✓ 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"> <li>▪ 23,9 mld euro dotacji z Funduszu Odbudowy;</li> <li>▪ 34,2 mld euro pożyczek z Funduszu Odbudowy;</li> <li>▪ 72,2 mld euro na politykę spójności (do Polski trafi 20% środków dla całej UE);</li> <li>▪ 3,8 mld euro z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji;</li> <li>▪ 21,6 mld euro na płatności bezpośrednie dla rolników;</li> <li>▪ 10,6 mld euro na rozwój obszarów wiejskich;</li> <li>▪ Ok. 2 mld euro na wsparcie w ramach instrumentu na rzecz walki z negatywnymi skutkami COVID-19.</li> </ul> </li> </ul>

<p><b>Projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw Nr z wykazu: UD 207</b></p>	<p>Ustawa jest na etapie prac Rządowego Centrum Legislacji: Konsultacje publiczne i Opiniowanie. Celem planowanych zmian jest ułatwienie realizacji inwestycji w zakresie lądowych elektrowni wiatrowych w gminach, które wyrażają wolę lokowania takiej infrastruktury, przy zachowaniu maksymalnego bezpieczeństwa eksploatacji oraz zapewnienia pełnej informacji o planowanej inwestycji dla mieszkańców okolicznych terenów.</p> <p>Najistotniejsze zmiany:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Głównym założeniem projektu jest utrzymanie podstawowej zasady lokowania nowej elektrowni wiatrowej, stanowiącej, że nowa elektrownia wiatrowa może być realizowana wyłącznie na podstawie MPZP. Obowiązek sporządzenia MPZP lub jego zmiany na potrzeby przedmiotowej inwestycji będzie jednak dotyczył obszaru prognozowanego, oddziaływania elektrowni wiatrowej, a nie, jak dotąd, całego obszaru wyznaczonego zgodnie z tzw. „zasadą 10H” (tj. dla obszaru w promieniu wyznaczonym przez dziesięciokrotność całkowitej wysokości projektowanej elektrowni wiatrowej);</li> <li>✓ Utrzymana zostaje ustawowa, minimalna odległość elektrowni wiatrowej, która nie może być mniejsza niż wyznaczona zgodnie z tzw. „zasadą 10H”. Biorąc jednak pod uwagę ograniczenia wynikające z określenia jednej, sztywnej zasady odległościowej, bardziej efektywnym podejściem w tym zakresie jest uelastycznienie ww. ustawowej zasady odległościowej i oddanie większego władztwa w zakresie wyznaczania lokalizacji elektrowni wiatrowych poszczególnym gminom w ramach procedury planistycznej, tj. dotyczącej uchwalenia lub zmiany MPZP, opracowanego dla elektrowni wiatrowej;</li> <li>✓ Zgodnie z powyższym, MPZP będzie mógł określać inną odległość elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego, mając na uwadze zasięg oddziaływań elektrowni wiatrowej z uwzględnieniem określonej w projekcie nowelizacji bezwzględnej odległości minimalnej (500 m).</li> <li>✓ Przyjęta w projekcie bezwzględna, minimalna odległość 500 m oraz położenie silnego nacisku na określenie faktycznego zasięgu oddziaływań i wynikającego z niego usytuowania elektrowni wiatrowych na podstawie prognozy oddziaływania na środowisko, sporządzanej dla projektu i zmiany MPZP, oraz decyzji RDOŚ o środowiskowych uwarunkowaniach dla danej inwestycji, wydawanej na podstawie szczegółowego raportu oddziaływania na środowisko, przygotowywanego przez inwestora, jest między innymi wynikiem analizy rozwiązań przyjętych w innych krajach europejskich;</li> <li>✓ Ustawa nie zmienia zasad występowania o odszkodowania dla właścicieli nieruchomości związane z uchwaleniem MPZP;</li> <li>✓ Finalna odległość od zabudowań mieszkalnych będzie weryfikowana i określana w ramach procedury wydawania przez RDOŚ decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla danej inwestycji.</li> </ul>
--	--

### 3.4. 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 12: 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 2021 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 2021 roku.

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

Tabela 5: Skonsolidowane sprawozdanie z zysków lub strat (mln zł)

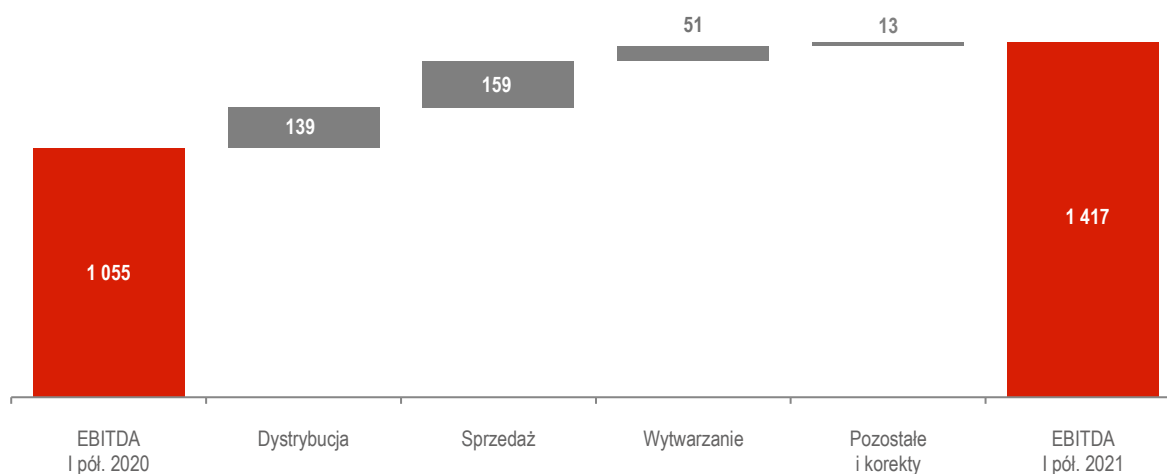
w mln zł	II kw. 2020*	II kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>2 842</b>	<b>3 228</b>	<b>386</b>	<b>14%</b>
Przychody z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny	-	-	-	-
Koszt własny sprzedaży	(2 434)	(2 535)	(101)	4%
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>408</b>	<b>693</b>	<b>285</b>	<b>70%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	145	36	(109)	-75%
Koszty sprzedaży	(207)	(207)	-	-
Koszty ogólnego zarządu	(89)	(88)	1	-1%
Pozostałe koszty operacyjne	(501)	(111)	390	-78%
<b>Zysk z działalności operacyjnej</b>	<b>(244)</b>	<b>323</b>	<b>567</b>	<b>&gt; 100%</b>
Wynik na działalności finansowej	(359)	(44)	315	-88%
Udział w zysku/(stracie) jednostek wykazywanych metodą praw własności	(252)	113	365	> 100%
<b>Zysk lub strata brutto</b>	<b>(855)</b>	<b>392</b>	<b>1 247</b>	<b>&gt; 100%</b>
Podatek dochodowy	(23)	(108)	(85)	> 100%
<b>Zysk lub strata netto za okres</b>	<b>(878)</b>	<b>284</b>	<b>1 162</b>	<b>&gt; 100%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>487</b>	<b>659</b>	<b>172</b>	<b>35%</b>

\* dane przekształcone

w mln zł	I pół. 2020*	I pół. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>6 092</b>	<b>6 669</b>	<b>577</b>	<b>9%</b>
<b>Przychody z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>(3)</b>	<b>-100%</b>
Koszt własny sprzedaży	(5 045)	(5 180)	(135)	3%
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>1 050</b>	<b>1 489</b>	<b>439</b>	<b>42%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	218	103	(115)	-53%
Koszty sprzedaży	(458)	(455)	3	-1%
Koszty ogólnego zarządu	(189)	(150)	39	-21%
Pozostałe koszty operacyjne	(558)	(180)	378	-68%
<b>Zysk z działalności operacyjnej</b>	<b>63</b>	<b>807</b>	<b>744</b>	<b>&gt; 100%</b>
Wynik na działalności finansowej	(458)	(56)	402	-88%
Udział w zysku/(stracie) jednostek wykazywanych metodą praw własności	(271)	113	384	> 100%
<b>Zysk lub strata brutto</b>	<b>(666)</b>	<b>864</b>	<b>1 530</b>	<b>&gt; 100%</b>
Podatek dochodowy	(101)	(196)	(95)	94%
<b>Zysk lub strata netto za okres</b>	<b>(767)</b>	<b>668</b>	<b>1 435</b>	<b>&gt; 100%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1 055</b>	<b>1 417</b>	<b>362</b>	<b>34%</b>

\* dane przekształcone

Rysunek 13: EBITDA bridge w podziale na linie biznesowe (mln zł)



EBITDA Grupy w I półroczu 2021 roku wyniosła 1 417 mln zł w porównaniu do 1 055 mln zł w I półroczu 2020 roku. Najwyższy wzrost odnotowała Linia Biznesowa Sprzedaż co było przede wszystkim efektem niskiej bazy. W 2020 roku obowiązywała niekorzystna taryfa Prezesa URE dla gospodarstw domowych rozliczanych na jej podstawie, a także wyniki 2020 roku (szczególnie II kwartał) były obniżone na skutek pandemii. Ponadto, w 2021 roku nastąpiła ogólna poprawa marżowości sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych. W konsekwencji obu tych elementów (niska baza oraz poprawa rentowności) nastąpił dynamiczny wzrost marży na sprzedaży energii elektrycznej i tym samym EBITDA. W Linii Biznesowej Dystrybucja wzrost EBITDA wynikał przede wszystkim z wyższej marży na dystrybucji (ze stratami sieciowymi), co było konsekwencją wzrostu wolumenu dystrybucji, a także z niższego poziomu kosztów OPEX (w tym zdarzenie jednorazowe w postaci rozwiązania rezerw aktuarialnych z tytułu ZFŚS dla emerytów i rencistów oraz niższe koszty związane z przesuwaniem

niektórych prac w związku z pandemią). Natomiast wzrost EBITDA r/r w Linii Biznesowej Wytwarzanie wynikał przede wszystkim z wyższych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej oraz usług systemowych na rzecz Polskich Sieci Elektroenergetycznych skompensowanych istotnie wyższym kosztem uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, spowodowanym wzrostem rynkowych cen uprawnień, oraz wyższym kosztem zużycia paliw.

Największy udział w EBITDA Grupy w I półroczu 2021 roku miała Linia Biznesowa Dystrybucja (76%). Udział Linii Biznesowej Wytwarzanie oraz Linii Biznesowej Sprzedaż wyniósł odpowiednio 11% i 15%. Zysk z działalności operacyjnej („EBIT”) w I półroczu 2021 roku wyniósł 807 mln zł i był wyższy o 744 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu 2020 roku. Największy wpływ na wzrost wyniku EBIT r/r miały czynniki operacyjne opisane powyżej wpływające na EBITDA, a także efekt niskiej bazy w zakresie odpisów aktualizujących wartości niefinansowych aktywów trwałych – w I półroczu 2020 roku odpisy wynosiły 470 mln zł, podczas gdy w sprawozdawanym okresie 72 mln zł (wpływ na zmianę EBITA r/r to +398 mln zł).

W I półroczu 2021 roku udział w wynikach jednostek stowarzyszonych oraz wspólnych przedsięwzięciach wyniósł 113 mln zł, co oznacza korzystną zmianę w stosunku do porównywalnego okresu roku poprzedniego o 384 mln zł. Tak istotna zmiana jest efektem ujemnego wyniku w I półroczu 2020 roku (-271 mln zł), kiedy to utworzono rezerwę z tytułu rozliczenia ze spółką Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. na skutek złożonej przez generalnego wykonawcę propozycji rozliczenia inwestycji dotyczącej budowy Elektrowni Ostrołęka C w oparciu o paliwo węglowe („Projekt Węglowy”), a także rozpoznania udziału w wyniku spółki Polska Grupa Górnicza S.A. W I półroczu 2021 roku udział w zysku/stracie jednostek wykazywanych metodą praw własności był dodatni (+113 mln zł), co było w głównej mierze związane z częściowym rozwiązaniem rezerwy dot. rozliczenia Projektu Węglowego. Zysk netto Grupy w I półroczu 2021 roku wyniósł 668 mln zł w porównaniu do straty netto poniesionej w I półroczu 2020 roku w kwocie 767 mln zł. Na wzrost wartości wyniku netto r/r oprócz kwestii opisanych powyżej (czynniki operacyjne wpływające na EBITDA, odpisy majątku oraz udział w zysku/stracie jednostek wykazywanych metodą praw własności), dodatkowo wpłynął lepszy wynik na działalności finansowej (o 402 mln zł), który wynikał głównie z efektu niskiej bazy – w I półroczu 2020 roku zanotowano wysokie koszty finansowe (przede wszystkim efekt ujęcia odpisu pożyczki udzielonej spółce Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o., w związku z decyzją o niekontynuowaniu Projektu Węglowego oraz dokonanie odpisu aktualizującego wartości inwestycji we wspólnym przedsięwzięciu w PGG).

W I półroczu 2021 roku przychody Grupy ze sprzedaży wyniosły 6 669 mln zł i były wyższe od przychodów osiągniętych w I półroczu 2020 roku o 9%, tj. o 574 mln zł. Za wzrost przychodów odpowiada w głównej mierze Linia Biznesowa Wytwarzanie, co jest efektem wyższej produkcji energii elektrycznej w elektrowni w Ostrołęce (większy poziom pracy w wymuszeniu) oraz w źródłach wodnych, jak również wyższych poziomów cen sprzedaży energii elektrycznej. Wyższe były także przychody z usług systemowych w związku z wdrożeniem w bieżącym roku mechanizmu rozliczeniowego w postaci Rynku Mocy (przychody Grupy z Rynku Mocy w I półroczu 2021 roku wyniosły 119 mln zł, natomiast w samym II kwartale 2021 roku 56 mln zł).

EBITDA Grupy w II kwartale 2021 roku wyniosła 659 mln zł w porównaniu do 487 mln zł w II kwartale 2020 roku. Wszystkie główne Linie Biznesowe wypracowały wyższy wynik EBITDA w ujęciu II kw. 2021 / II kw. 2020. Największy wzrost zanotowała Linia Biznesowa Dystrybucja (EBITDA wyższa o 112 mln zł), co przede wszystkim wynika z wyższej marży na dystrybucji (efekt wyższego wolumenu dystrybucji) oraz niższych kosztów OPEX Linii. Jednocześnie w II kwartale 2020 roku miało miejsce zdarzenie jednorazowe dotyczące zmiany ujęcia infrastruktury otrzymanej nieodpłatnie, które poprawiło wyniki tej Linii w tamtym okresie. Wyższy poziom EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie w II kwartale 2021 roku (o 16 mln zł r/r) był w głównej mierze spowodowany wyższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej oraz wyższym przychodem z usług systemowych. EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż była wyższa o 49 mln zł w ujęciu II kw. 2021 /II kw. 2020, co w głównej mierze wynika z efektu niskiej bazy (w 2020 roku obowiązywała niekorzystna taryfa Prezesa URE dla gospodarstw domowych, a także wyniki II kwartału 2020 roku były obniżone na skutek pandemii – realizacja straty na wyprzedzący nadwyżek energii) oraz ogólnej poprawy rentowności sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w 2021 roku.

Poniżej zaprezentowano wpływ znaczących 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\* (mln zł)**

EBITDA (mln PLN)	
<b>II kw. 2021</b>	
EBITDA	659
Skorygowana EBITDA	659
<b>II kw. 2020</b>	



<b>EBITDA</b>	<b>487</b>
<b>Skorygowana EBITDA</b>	<b>501</b>
<i>w tym:</i>	
<i>Rezerwa na umowy rodzące obciążenia</i>	(29)
<i>Ubytek przychodów wynikający z Taryfy G</i>	47
<i>Szacunkowy wpływ COVID-19</i>	68
<i>Zmiana ujęcia infrastruktury otrzymanej nieodpłatnie (uspójnienie polityki rachunkowości z Grupą PKN Orlen)</i>	(85)
<b>EBITDA (mln PLN)</b>	
<b>6 m-cy 2021</b>	
<b>EBITDA</b>	<b>1 417</b>
<b>Skorygowana EBITDA</b>	<b>1 375</b>
<i>w tym:</i>	
<i>Rezerwy aktuarialne</i>	(41)
<b>6 m-cy 2020</b>	
<b>EBITDA</b>	<b>1 055</b>
<b>Skorygowana EBITDA</b>	<b>1 116</b>
<i>w tym:</i>	
<i>Rezerwa na umowy rodzące obciążenia</i>	(67)
<i>Ubytek przychodów wynikający z Taryfy G</i>	96
<i>Szacunkowy wpływ COVID-19</i>	95
<i>Zmiana ujęcia infrastruktury otrzymanej nieodpłatnie (uspójnienie polityki rachunkowości z Grupą PKN Orlen)</i>	(85)

\* W tabeli przedstawiono zdarzenia jednorazowe określone na podstawie kryterium istotności, za które przyjęto 25 mln zł.

Tabela 7: Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł)

	Stan na dzień 31 grudnia 2020*	Stan na dzień 30 czerwca 2021	Zmiana	Zmiana (%)
<b>AKTYWA</b>				
<b>Aktywa trwałe</b>				
Rzeczowe aktywa trwałe	14 565	14 811	246	2%
Aktywa niematerialne	926	1 066	140	15%
Aktywa z tytułu prawa do użytkowania	907	1 001	94	10%
Wartość firmy	11	11	-	-
Inwestycje w jednostki stowarzyszone i we wspólne przedsięwzięcia wyceniane metodą praw własności	105	128	23	22%
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	207	242	35	17%
Pozostałe długoterminowe aktywa finansowe	77	84	7	9%
Pozostałe aktywa długoterminowe	141	204	63	45%
	<b>16 939</b>	<b>17 547</b>	<b>608</b>	<b>4%</b>
<b>Aktywa obrotowe</b>				
Zapasy	140	112	(28)	-20%
Należności z tytułu podatku dochodowego	30	9	(21)	-70%
Należności z tytułu dostaw i usług	1 941	1 856	(85)	-4%

Aktywa z tytułu umów	-	-	-	-
Pozostałe krótkoterminowe aktywa finansowe	60	31	(29)	-48%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	221	476	255	> 100%
Pozostałe aktywa krótkoterminowe	337	272	(65)	-19%
	<b>2 729</b>	<b>2 756</b>	<b>27</b>	<b>1%</b>
Aktywa zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży	-	40	40	-
<b>SUMA AKTYWÓW</b>	<b>19 668</b>	<b>20 343</b>	<b>675</b>	<b>3%</b>
<b>PASYWA</b>				
<b>Kapitał własny</b>				
Kapitał podstawowy	4 522	4 522	-	-
Różnice kursowe z przeliczenia jednostki zagranicznej	5	4	(1)	-20%
Kapitał rezerwowy	1 018	821	(197)	-19%
Kapitał zapasowy	1 661	1 661	-	-
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających	(96)	(60)	36	38%
Zyski zatrzymane	1 669	2 514	845	51%
<b>Kapitał własny przypadający właścicielom jednostki dominującej</b>	<b>8 779</b>	<b>9 462</b>	<b>683</b>	<b>8%</b>
<b>Udziały niekontrolujące</b>	<b>(36)</b>	<b>(44)</b>	<b>(8)</b>	<b>-22%</b>
	<b>8 743</b>	<b>9 418</b>	<b>675</b>	<b>8%</b>
<b>Zobowiązania długoterminowe</b>				
Kredyty i pożyczki	1 690	1 508	(182)	-11%
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	2 520	2 469	(51)	-2%
Rezerwy długoterminowe	923	905	(18)	-2%
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	777	808	31	4%
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje długoterminowe	214	268	54	25%
Zobowiązania z tytułu leasingu	704	766	62	9%
Pozostałe zobowiązania finansowe długoterminowe	22	13	(9)	-41%
Zobowiązania z tytułu umów	11	10	(1)	-9%
	<b>6 861</b>	<b>6 747</b>	<b>(114)</b>	<b>-2%</b>
<b>Zobowiązania krótkoterminowe</b>				
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	792	840	48	6%
Zobowiązania z tytułu umów	131	165	34	26%
Bieżąca część kredytów i pożyczek	1 742	1 444	(298)	-17%
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	41	49	8	20%
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	-	14	14	-
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje	187	154	(33)	-18%
Rezerwy krótkoterminowe	763	883	120	16%
Pozostałe zobowiązania finansowe	249	428	179	72%
Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	159	174	15	9%
	<b>4 064</b>	<b>4 151</b>	<b>87</b>	<b>2%</b>
Zobowiązanie bezpośrednio związane z aktywami zaklasyfikowanymi jako przeznaczone do sprzedaży	-	27	27	-
<b>Zobowiązania razem</b>	<b>10 925</b>	<b>10 925</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>SUMA PASYWÓW</b>	<b>19 668</b>	<b>20 343</b>	<b>675</b>	<b>3%</b>

\* dane przekształcone

Na dzień 30 czerwca 2021 roku suma bilansowa Grupy Energa wyniosła 20 343 mln zł i była wyższa o 675 mln zł w stosunku do stanu na koniec 2020 roku.

W ramach aktywów najistotniejsza zmiana dotyczyła pozycji Rzeczowe aktywa trwałe. Wzrost dotyczył głównie nakładów pomniejszonych o amortyzację w Linii Biznesowej Dystrybucja (nakłady na rozbudowę i modernizację sieci) oraz w działalności pozostałej (transakcja zbycia aktywów związanych z procesem budowy elektrowni gazowej zawartej pomiędzy Elektrownią Ostrołęka Sp. z o.o. a CCGT Ostrołęka Sp. z o.o.). Wśród aktywów obrotowych najistotniejsza zmiana dotyczyła w szczególności pozycji środki pieniężne. Przyczyny zmiany stanu środków pieniężnych zostały opisane w dalszej części dotyczącej przepływów pieniężnych.

Kapitał własny Grupy Energa na dzień 30 czerwca 2021 roku wyniósł 9 418 mln zł i finansował Grupę w 46%.

W obrębie zobowiązań nie nastąpiły znaczące zmiany. W bieżącym okresie sprawozdawczym uruchomione zostało finansowanie z PKN ORLEN, równolegle zmniejszeniu uległo zadłużenie z tytułu kredytu konsorcjalnego oraz kredytu z Banku Gospodarstwa Krajowego.

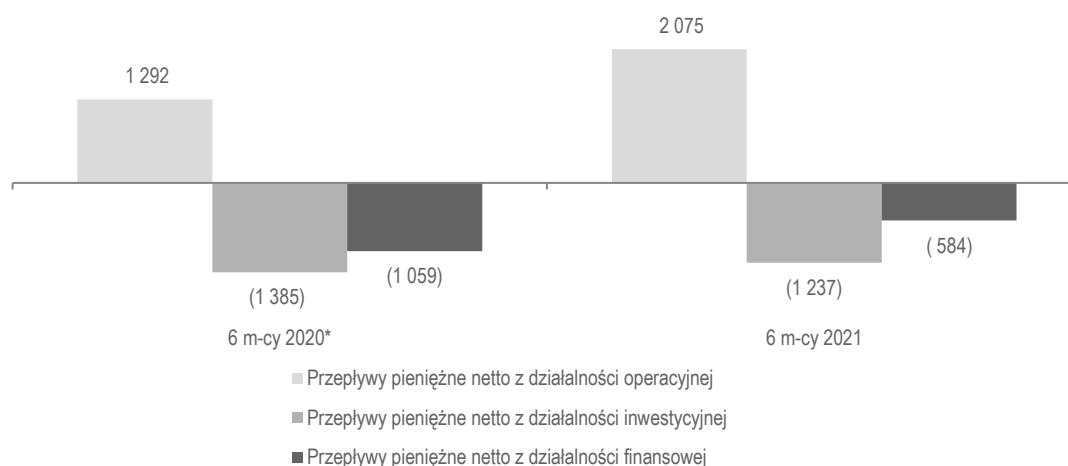
Na dzień 30 czerwca 2021 roku w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej wyodrębnione zostały pozycje: Aktywa zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży oraz Zobowiązanie bezpośrednio związane z aktywami zaklasyfikowanymi jako przeznaczone do sprzedaży co związane jest z podjętymi przez Grupę działaniami zmierzającymi do sprzedaży udziałów w jednostkach zależnych Energa Centrum Usług Wspólnych Sp. z o.o. oraz Energa Ochrona Sp. z o.o.

Tabela 8: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

w mln zł	6 m-cy 2020*	6 m-cy 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 292	2 075	783	61%
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 385)	(1 237)	148	11%
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(1 059)	(584)	475	45%
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	(1 152)	254	1 406	> 100%

\* dane przekształcone

Rysunek 14: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)



Łączne przepływy netto środków pieniężnych z działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej Grupy w I półroczu 2021 roku były dodatnie i wyniosły 254 mln zł, wobec ujemnych przepływów w kwocie (1 152) mln zł w analogicznym okresie 2020 roku.

Wartość przepływów z działalności operacyjnej wyniosła 2 075 mln zł wobec 1 292 mln zł w I półroczu 2020 roku. Wzrost przepływów z działalności operacyjnej wynikał głównie z wypracowanego zysku brutto w kwocie 864 mln zł zysku wobec (666) mln straty w I półroczu 2020 roku przy jednoczesnym spadku stanu należności handlowych, spadku zapasów oraz wzrostu stanu zobowiązań handlowych. Pozycje te przewyższyły pozostałe ujemne przepływy, z których najistotniejsza dotyczyła zapłaty podatku dochodowego (162) mln zł wobec (76) mln zł zapłaconych w I połowie 2020 roku.

Wydatki netto z działalności inwestycyjnej w I półroczu 2021 roku wyniosły (1 237) mln zł i były niższe o 148 mln zł w porównaniu do wydatków w pierwszej połowie roku ubiegłego, co wynikało przede wszystkim z niższego poziomu wydatków poniesionych na aktywa inwestycyjne w wysokości (185) mln zł przy zachowaniu porównywalnego poziomu wydatków na zakup rzeczowych aktywów trwałych, które wyniosły (1 262) mln zł w I półroczu 2021 wobec (1 216) mln zł w analogicznym okresie 2020 roku.

Przepływy pieniężne z działalności finansowej wyniosły (584) mln zł i wynikały głównie z harmonogramu spłat obecnych instrumentów dłużnych, z których wynikały płatności w kwocie (1 551) mln zł wobec wpływów wynikających z zaciągnięcia nowych zobowiązań finansowych w kwocie 1 066 mln zł, spłaty zadłużenia leasingowego (54) mln zł oraz bieżących płatności odsetkowych (79) mln zł oraz wydatków z tytułu udzielonych gwarancji (6) mln zł. W analogicznym okresie ubiegłego roku również wystąpiły ujemne przepływy pieniężne z działalności finansowej w kwocie (1 059) mln zł, które wynikały głównie z wyższego salda wykupu dłużnych papierów wartościowych oraz spłaty zadłużenia kredytowego wraz z odsetkami (3 875) mln zł wobec pozyskania zewnętrznego kredytowania 2 799 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 15: Struktura aktywów i pasywów

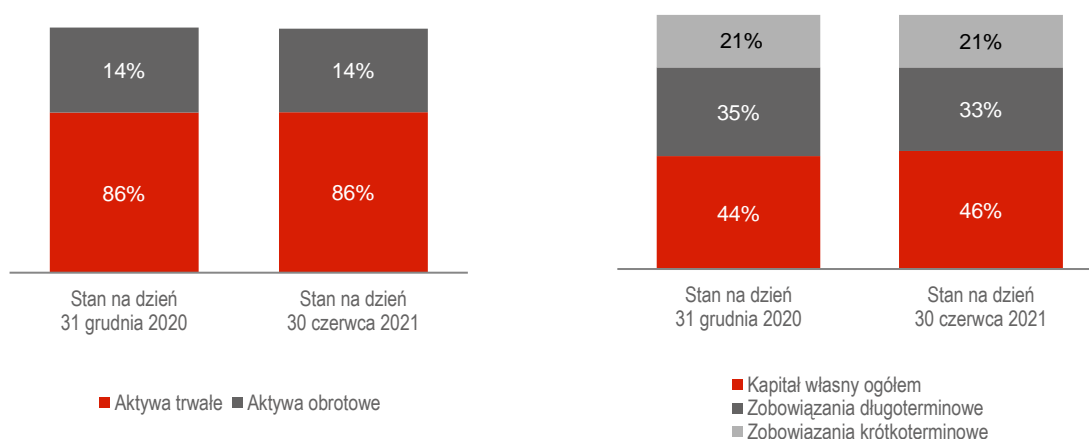


Tabela 9: Wskaźniki finansowe Grupy Energa

Wskaźnik	Definicja	I pół. 2020	I pół. 2021
<b>Rentowność</b>			
marża EBITDA	wynik na działalności operacyjnej + amortyzacja + odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych / przychody ze sprzedaży (z uwzględnieniem przychodów z Funduszu Wypląt Różnicy Ceny)	17,3%	21,2%
rentowność kapitałów własnych (ROE)	zysk netto za okres* / kapitał własny na koniec okresu	-24,0%	10,5%
rentowność sprzedaży (ROS)	zysk netto za okres / przychody ze sprzedaży (z uwzględnieniem przychodów z Funduszu Wypląt Różnicy Ceny)	-12,6%	10,0%
rentowność majątku (ROA)	zysk netto za okres* / aktywa ogółem na koniec okresu	-10,5%	4,9%

\* zysk netto za ostatnie 12 miesięcy

Wskaźnik	Definicja	Stan na dzień 31 grudnia 2020	Stan na dzień 30 czerwca 2021
<b>Płynność</b>			
wskaźnik płynności bieżącej	aktywa obrotowe/zobowiązania krótkoterminowe	0,7	0,7
<b>Zadłużenie</b>			
zobowiązania finansowe (mln zł)	suma zobowiązań z tytułu kredytów i pożyczek, dłużnych papierów wartościowych oraz leasingu, zarówno długo- i krótkoterminowych	6 736	6 274
zobowiązania finansowe netto (mln zł)	zobowiązania finansowe - środki pieniężne i ich ekwiwalenty	6 515	5 798
wskaźnik długu netto**/EBITDA*	zobowiązania finansowe netto/EBITDA	2,3	1,7

\* EBITDA za ostatnie 12 miesięcy

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

Zarówno przychody ze sprzedaży jak i EBITDA odnotowały wzrost w I półroczu 2021 roku w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego (czynniki wpływające na te zmiany zostały opisane w części dotyczącej omówienia wielkości finansowych). W związku z wyższą dynamiką wzrostu EBITDA niż przychodów, wskaźnik marża EBITDA uległ poprawie. Czynniki operacyjne wpływające na poprawę EBITDA, niższe odpisy majątku, pozytywny udział w zysku/stracie jednostek wykazywanych metodą praw własności oraz wyższe saldo działalności finansowej wpłynęły także na poprawę wyniku netto r/r, a co za tym idzie poprawę wskaźników rentowności.

Wskaźnik bieżącej płynności nie uległ istotnej zmianie od stanu z końca 2020 roku i wynosił 0,7 na koniec I półrocza 2021 roku.

Na spadek wskaźnika dług netto/EBITDA wpłynął niższy poziom zobowiązań finansowych oraz wyższy poziom środków pieniężnych i ich ekwiwalentów na dzień 30 czerwca 2021 w stosunku do 31 grudnia 2020 roku, a także wyższa EBITDA uroczniona na koniec czerwca 2021 w stosunku do EBITDA za 2020 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 2021.



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 (mln zł)

EBITDA w mln zł	II kw. 2020	II kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
DYSTRYBUCJA	447	559	112	25%
WYTWARZANIE	29	45	16	55%
SPRZEDAŻ	18	67	49	> 100%
POZOSTAŁE oraz wyłączenia i korekty konsolidacyjne	(7)	(12)	(5)	-71%
<b>EBITDA Razem</b>	<b>487</b>	<b>659</b>	<b>172</b>	<b>35%</b>

EBITDA w mln zł	I pół. 2020	I pół. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
DYSTRYBUCJA	940	1 079	139	15%
WYTWARZANIE	98	149	51	52%
SPRZEDAŻ	52	211	159	> 100%
POZOSTAŁE oraz wyłączenia i korekty konsolidacyjne	(35)	(22)	13	37%
<b>EBITDA Razem</b>	<b>1 055</b>	<b>1 417</b>	<b>362</b>	<b>34%</b>

### 5.1. Linia Biznesowa Dystrybucja

#### 5.1.1. Działalność biznesowa i operacyjna

Tabela 11: Dystrybucja energii elektrycznej według grup taryfowych (GWh)

Dystrybucja energii elektrycznej wg grup taryfowych (sprzedaż zafakturowana) w GWh	II kw. 2020	II kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2020	I pół. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Grupa taryfowa A (WN)	710	885	176	25%	1 516	1 737	221	15%
Grupa taryfowa B (SN)	1 891	2 199	307	16%	4 092	4 460	368	9%
Grupa taryfowa C (nN)	943	1 080	137	15%	2 059	2 126	67	3%
Grupa taryfowa G (nN)	1 430	1 597	167	12%	3 001	3 244	243	8%
<b>Dystrybucja energii razem</b>	<b>4 974</b>	<b>5 761</b>	<b>787</b>	<b>16%</b>	<b>10 668</b>	<b>11 567</b>	<b>899</b>	<b>8%</b>

W I półroczu 2021 roku wolumen dostarczonej energii elektrycznej wyniósł 11 567 GWh i był wyższy o 8% niż w analogicznym okresie roku ubiegłego. Podobna tendencja wystąpiła w II kwartale 2021 roku, w którym wolumen dystrybucji energii elektrycznej wyniósł 5 761 GWh i był wyższy o prawie 16% r/r. Wzrosty wolumenu zanotowano we wszystkich grupach taryfowych i był to przede wszystkim efekt lockdownu w I półroczu 2020 roku związanego z pandemią COVID-19 (nastąpił wtedy spadek r/r wolumenu w grupach A, B i C oraz jednoczesny wzrost wolumenu na taryfie G z uwagi na zwiększone zużycie energii w gospodarstwach domowych wynikające z pracy i nauki zdalnej).

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. 2020	16,8	4,3	21,1	0,4	0,0	0,4
<b>II kw. 2021</b>	<b>17,5</b>	<b>5,9</b>	<b>23,4</b>	<b>0,4</b>	<b>0,0</b>	<b>0,5</b>
Zmiana	0,7	1,6	2,3	0,0	0,0	0,1
Zmiana (%)	4%	38%	11%	11%	47%	14%
I pół. 2020	50,5	8,9	59,4	0,9	0,1	0,9
<b>I pół. 2021</b>	<b>36,0</b>	<b>11,0</b>	<b>47,1</b>	<b>0,8</b>	<b>0,1</b>	<b>0,8</b>
Zmiana 2021/2020	(14,5)	2,1	(12,4)	(0,1)	0,0	(0,1)
Zmiana 2021/2020 (%)	-29%	24%	-21%	-11%	30%	-9%

Spółka Energa Operator osiągnęła w I półroczu 2021 roku wskaźniki SAIDI i SAIFI na poziomie odpowiednio 47,1 min./odb. i 0,8 przerwy/odb., tj. niższym niż w analogicznym okresie roku ubiegłego, pomimo wzrostu wskaźników w II kwartale br. Poprawa dotyczyła przerw nieplanowanych, co związane było z działaniami operacyjnymi w zakresie usprawniania procesu przywracania zasilania po usuwaniu awarii na sieciach elektroenergetycznych oraz realizacji inwestycji w zakresie modernizacji sieci. Jednocześnie w 2020 roku wystąpiło więcej awarii masowych (w szczególności w I kw. 2020 roku).

### 5.1.2. Wyniki finansowe

Rysunek 16: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja Grupy Energa (mln zł)

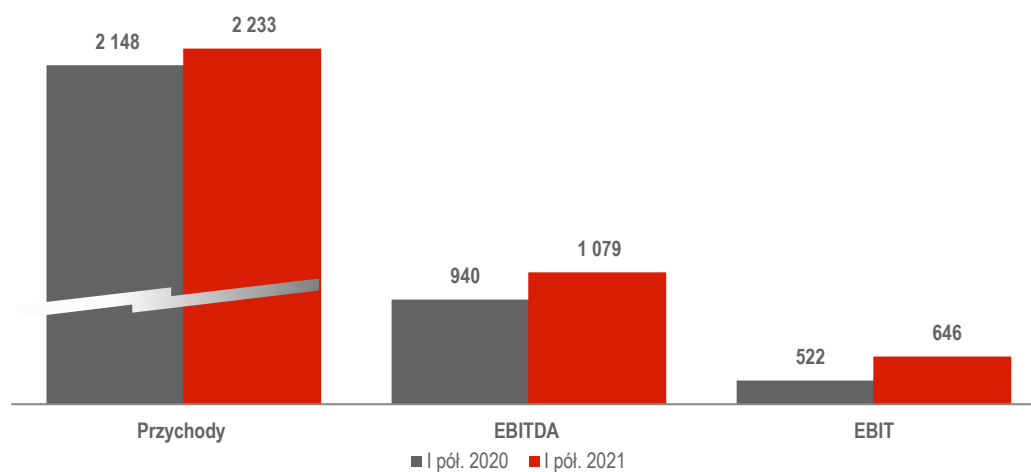


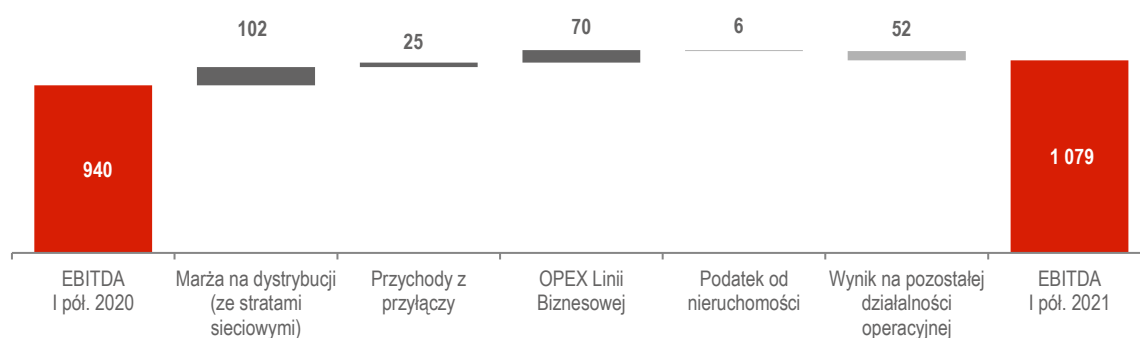


Tabela 13: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)

w mln zł	II kw. 2020	II kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	1 002	1 092	90	9%
<b>EBITDA</b>	<b>447</b>	<b>559</b>	<b>112</b>	<b>25%</b>
amortyzacja	208	220	12	6%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	239	339	100	42%
Wynik netto	156	192	36	23%
CAPEX	313	370	57	18%

w mln zł	I pół. 2020	I pół. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	2 148	2 233	85	4%
<b>EBITDA</b>	<b>940</b>	<b>1 079</b>	<b>139</b>	<b>15%</b>
amortyzacja	418	433	15	4%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	522	646	124	24%
Wynik netto	344	421	77	22%
CAPEX	579	670	91	16%

Rysunek 17: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)



Linia Biznesowa Dystrybucja wypracowała w I półroczu 2021 roku 76% EBITDA Grupy Energa (w okresie porównywalnym 2020 roku było to 89% EBITDA Grupy).

Przychody ze sprzedaży w I półroczu 2021 roku ukształtowały się na poziomie 2 233 mln zł, tj. o 4% wyższym niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Wzrost przychodów wynika z wyższych przychodów z dostawy usług dystrybucyjnej, co związane jest z wyższym wolumenem sprzedaży o 8%, oraz wyższych przychodów z przyłączy o 25 mln zł z uwagi na przyłączenie większej ilości farm wiatrowych.

EBITDA Linii za I półrocze 2021 roku wyniosła 1 079 mln zł wobec 940 mln zł w analogicznym okresie roku ubiegłego. Istotny wpływ na ukształtowanie się EBIT miała wyższa o 102 mln zł marża na dystrybucji (ze stratami sieciowymi), mimo niekorzystnego rozliczenia rzeczywistego wolumenu strat sieciowych grudnia 2020 roku w styczniu 2021 roku.

Koszty OPEX Linii w analizowanym okresie były niższe o 70 mln zł r/r, na co wpływ miały m.in. zdarzenie jednorazowe w postaci rozwiązania rezerw aktuarialnych z tytułu ZFŚS dla emerytów i rencistów oraz zmiany stopy dyskontowej r/r, a także niższy poziom kosztów związanych z przesuwaniem niektórych prac w związku z pandemią.

W pozostałej działalności operacyjnej mimo podpisania korzystnej ugody w sprawie spornej o odszkodowanie z tytułu opłaty przesyłowej, wyniki r/r pogorszyło inne zdarzenie jednorazowe z 2020 roku. W II kwartale 2020 roku zmieniono ujęcie infrastruktury otrzymanej nieodpłatnie (rozliczanej wcześniej poprzez rozliczenia międzyokresowe przychodów) w związku z ujednoczeniem polityki rachunkowości z Grupą ORLEN, co poprawiło wyniki Linii w tamtym okresie o 73 mln zł.

Niekorzystny wpływ na wyniki miał również wzrost kosztu podatku od nieruchomości z uwagi na wzrost wartości majątku oraz stawek podatku.

Zysk netto Linii Biznesowej Dystrybucja w I półroczu 2021 roku wyniósł 421 mln zł, czyli był o 22% wyższy r/r. Poprawa była głównie efektem zmiany EBIT oraz ujęcia w przychodach finansowych odsetek związanych ze wspomnianą wyżej ugodą.

Nakłady inwestycyjne tej Linii wyniosły 670 mln zł i były o 16% wyższe niż w I półroczu 2020 roku.

W II kw. 2021 roku EBITDA Linii Biznesowej Dystrybucja wyniosła 559 mln zł i była o 112 mln zł wyższa niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Natomiast EBIT osiągnął poziom 339 mln zł (tj. o 42% więcej r/r). Istotny wpływ na ukształtowanie się wyniku operacyjnego miała wyższa o 142 mln zł marża na dystrybucji (ze stratami sieciowymi), wyższe o 24 mln zł przychody z przyłączy oraz niższy o 17 mln zł OPEX Linii. Na niekorzyść zadziałały nieznacznie wyższy koszt podatku od nieruchomości (o 3 mln zł r/r) oraz niższe saldo na pozostałej działalności operacyjnej (spadek o 68 mln zł r/r). W II kwartale 2020 roku miało miejsce w/w zdarzenie jednorazowe dotyczące zmienianiu ujęcia infrastruktury otrzymanej nieodpłatnie.

## 5.2. Linia Biznesowa Wytwarzanie

### 5.2.1. Działalność biznesowa i operacyjna

Tabela 14: Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh)

Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh)	II kw. 2020	II kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2020	I pół. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Elektrownie - węgiel kamienny	296	497	201	68%	585	1 089	504	86%
Elektrownie - współspalanie biomasy	41	-	(41)	-100%	94	-	(94)	-100%
Elektrociepłownie - węgiel kamienny	26	7	(19)	-74%	62	16	(46)	-74%
Elektrociepłownie - biomasa	2	21	19	> 100%	19	44	25	> 100%
Elektrownie - woda	157	250	93	60%	366	510	144	39%
Elektrownia szczytowo-pompowa	7	15	7	100%	28	34	6	21%
Elektrownie - wiatr	93	103	10	11%	268	227	(41)	-15%
Elektrownie - fotowoltaika	2	2	0	10%	3	3	0	1%
<b>Produkcja energii razem</b>	<b>624</b>	<b>895</b>	<b>271</b>	<b>43%</b>	<b>1 425</b>	<b>1 922</b>	<b>498</b>	<b>35%</b>
<i>w tym z OZE</i>	295	377	82	28%	750	783	33	4%

Aktywa wytwórcze w Grupie Energa w I półroczu 2021 roku wyprodukowały ok. 1,9 TWh energii elektrycznej wobec 1,4 TWh w analogicznym okresie roku ubiegłego (tj. więcej o 35%). Tendencja wzrostowa dotyczyła głównie Elektrowni w Ostrołęce oraz elektrowni wodnych. W tym okresie 57% wytworzonej przez Grupę energii elektrycznej brutto pochodziło z węgla kamiennego, 28% z wody, 12% z wiatru i 2% z biomasy.

Poziom produkcji w elektrowni w Ostrołęce wynikał z poziomu pracy w wymuszeniu na rzecz Operatora Systemu Przesyłowego w Polsce oraz dyspozycyjności tych bloków. Produkcja energii w źródłach wodnych to efekt występujących warunków hydrologicznych, natomiast poziom produkcji z wiatru wynikał z panujących warunków pogodowych. Produkcja energii

w elektrociepłowniach Grupy to pochodna produkcji ciepła, która była głównie zależna od zapotrzebowania na ciepło przez odbiorców lokalnych Grupy oraz dyspozycyjności posiadanych bloków kogeneracyjnych.

W II kwartale 2021 roku w większości źródeł Grupy nastąpił wzrost produkcji r/r. Jedyne źródła ciepłe odnotowały stabilny poziom produkcji.

**Tabela 15: Produkcja ciepła brutto (TJ)**

Produkcja ciepła brutto w TJ	II kw. 2020	II kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2020	I pół. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o.	450	420	(30)	-7%	1 262	1 366	104	8%
ENERGA Elektrownie Ostrołęka S.A.	231	216	(15)	-7%	659	688	29	4%
Ciepło Kaliskie Sp. z o.o.	34	46	12	36%	157	194	36	23%
<b>Produkcja ciepła brutto razem</b>	<b>715</b>	<b>682</b>	<b>(33)</b>	<b>-5%</b>	<b>2 079</b>	<b>2 248</b>	<b>169</b>	<b>8%</b>

W I półroczu 2021 roku Grupa wyprodukowała 2079 TJ energii cieplnej (tj. więcej o 8% r/r), na co wpływ miała m.in. temperatura powietrza kształtująca zapotrzebowanie na ciepło u odbiorców lokalnych Grupy w miastach Ostrołęka, Elbląg i Kalisz.

Niższą produkcję ciepła odnotowano natomiast w II kwartale 2021 r. w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego. Grupa wyprodukowała o 33 TJ (tj. o 5%) mniej ciepła r/r, na co wpływ miały warunki pogodowe.

**Tabela 16: Wolumen i koszt zużycia kluczowych paliw \***

Zużycie paliw*	II kw. 2020	II kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2020	I pół. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Węgiel kamienny								
Ilość (tys. ton)	161	242	81	51%	342	544	202	59%
Koszt (mln zł)	50	68	18	36%	107	156	49	46%
Biomasa								
Ilość (tys. ton)	24	20	(4)	-18%	72	45	(28)	-38%
Koszt (mln zł)	11	8	(3)	-23%	36	19	(17)	-48%
<b>Zużycie paliw razem (mln zł)</b>	<b>61</b>	<b>77</b>	<b>15</b>	<b>25%</b>	<b>143</b>	<b>175</b>	<b>32</b>	<b>22%</b>

\* łącznie z kosztem transportu

W I półroczu 2021 roku wytwórcy Grupy zużyli o 202 tys. ton więcej węgla kamiennego oraz o 28 tys. ton mniej biomasy w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego. Obniżenie produkcji z biomasy to głównie efekt zakończenia produkcji ze współspalania w Elektrowni w Ostrołęce. Wyższe zużycie węgla wynikało z większej produkcji energii elektrycznej głównie przez elektrownię w Ostrołęce. Jednocześnie odnotowano niższe koszty jednostkowe zakupu węgla oraz biomasy. Podobne tendencje odnotowano także w samym II kwartale 2021 r.

## 5.2.2. Wyniki finansowe

Rysunek 18: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa (mln zł)

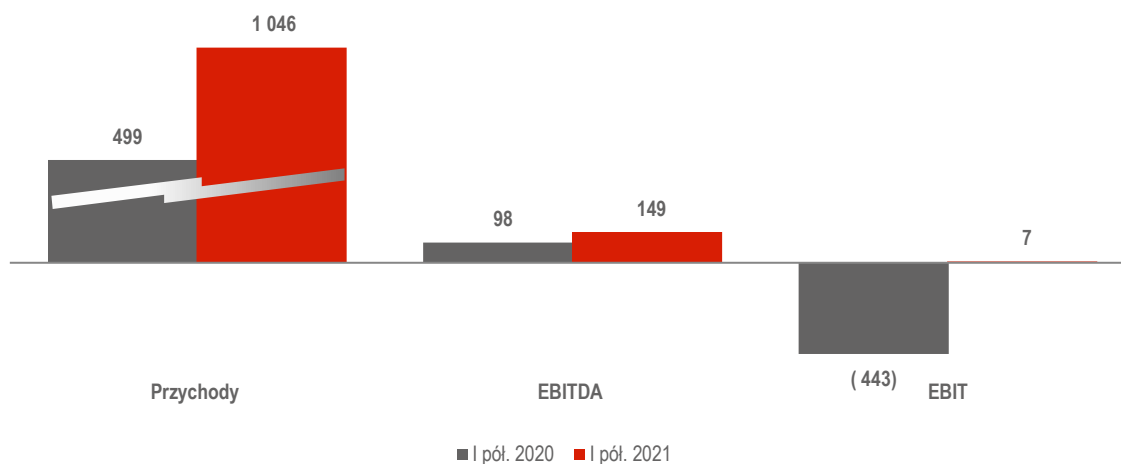


Tabela 17: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa (mln zł)

w mln zł	II kw. 2020*	II kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	238	502	264	> 100%
<b>EBITDA</b>	<b>29</b>	<b>45</b>	<b>16</b>	<b>55%</b>
amortyzacja	33	36	3	9%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	473	62	(411)	-87%
EBIT	(477)	(53)	424	89%
Wynik netto	(486)	(74)	412	85%
CAPEX	145	41	(104)	-72%

w mln zł	I pół. 2020*	I pół. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	499	1 046	547	> 100%
<b>EBITDA</b>	<b>98</b>	<b>149</b>	<b>51</b>	<b>52%</b>
amortyzacja	71	70	(1)	-1%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	470	72	(398)	-85%
EBIT	(443)	7	450	> 100%
Wynik netto	(476)	(33)	443	93%
CAPEX	197	70	(127)	-64%

\* dane przekształcone

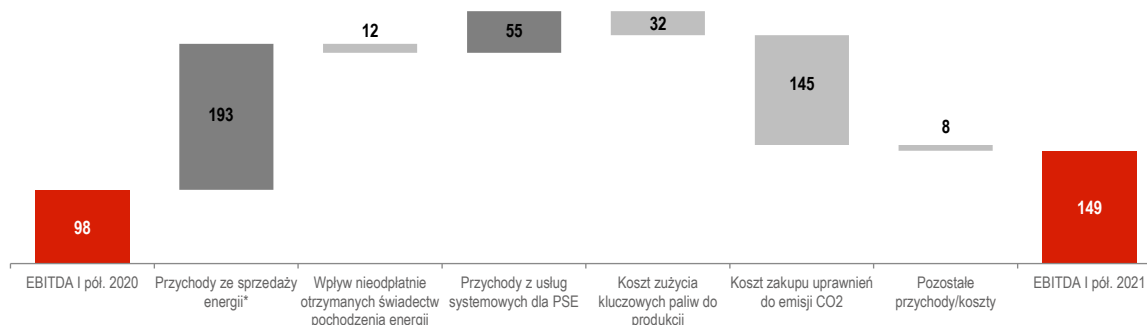
Poniższa tabela prezentuje podział EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie na poszczególne Obszary Wytwarzania. Zestawienie zawiera dane jednostkowe z uwzględnieniem eliminacji transakcji wzajemnych pomiędzy obszarami biznesowymi oraz korekt konsolidacyjnych.

Tabela 18: EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie w podziale na Obszary Wytwarzania (mln zł)

EBITDA w mln zł	II kw. 2020	II kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Woda	23	55	32	> 100%
Wiatr	16	26	10	62%
Elektrownia w Ostrołęce	(7)	(37)	(30)	< -100%
Pozostałe i korekty	(3)	2	4	> 100%
<b>Razem Wytwarzanie</b>	<b>29</b>	<b>45</b>	<b>16</b>	<b>55%</b>

EBITDA w mln zł	I pół. 2020	I pół. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Woda	60	110	49	82%
Wiatr	57	60	2	4%
Elektrownia w Ostrołęce	(19)	(20)	(1)	-4%
Pozostałe i korekty	(1)	(0)	1	81%
<b>Razem Wytwarzanie</b>	<b>98</b>	<b>149</b>	<b>51</b>	<b>52%</b>

Rysunek 19: EBITDA bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie (w mln zł)



\* uwzględnia trading energii elektrycznej netto (przychód minus koszt)

Udział Linii Biznesowej Wytwarzanie w łącznym wyniku EBITDA Grupy wyniósł 11% w I półroczu 2021 roku (9% w analogicznym okresie roku ubiegłego).

Wyższy poziom EBITDA Linii (o 51 mln zł r/r) był w głównej mierze spowodowany wyższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej oraz wyższymi przychodami z usług systemowych świadczonych dla Operatora Sieci Przesyłowej. Pozytywny wpływ powyższych czynników został częściowo obniżony wyższym kosztem zmiennym (głównie koszt zużycia kluczowych paliw do produkcji przy jednoczesnym wzroście kosztu zakupu uprawnień do emisji).

Wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej to wynik głównie wyższej produkcji energii przez elektrownię w Ostrołęce oraz źródła wodne, jak również wyższych poziomów cen sprzedaży energii elektrycznej.

Niższy wpływ nieodpłatnie otrzymanych świadectw pochodzenia energii był efektem głównie niższego wolumenu produkcji (m.in. zaprzestanie współpalania w elektrowni w Ostrołęce oraz niższej produkcji farm wiatrowych).

Wyższe przychody z usług systemowych wynikały głównie z wdrożenia z początkiem 2021 roku mechanizmu rozliczeniowego w postaci Rynku Mocy, z którego korzystają źródła Grupy. Łączne przychody z usług systemowych w I półroczu 2021 roku wyniosły 98 mln zł wobec 43 mln zł w analogicznym okresie roku ubiegłego.

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

Wzrost kosztu zakupu uprawnień do emisji CO2 był spowodowany wzrostem rynkowych cen uprawnień do emisji, wielkością emisji źródeł Grupy oraz mniejszą liczbą posiadanej puli darmowych uprawnień do emisji.

Nakłady inwestycyjne Linii w I półroczu 2021 roku były niższe o 127 mln zł r/r, a ich poziom wynikał głównie z zadań związanych z rozwojem aktywów ciepłowniczych w Elblągu.

Oprócz wyżej prezentowanych czynników kształtujących EBITDA, należy dodatkowo podkreślić istotne czynniki kształtujące EBIT i wynik brutto Linii Biznesowej tj.:

- dokonanie w II kwartale 2020 roku odpisu aktualizującego wartość aktywów w Elektrowni Ostrołęka B na łączną kwotę 473 mln zł w związku z przeprowadzeniem testu na utratę wartości. Powodem odpisu była zmiana daty końcowej żywotności urządzeń podstawowych na rok 2036. Tym samym z testu została wyeliminowana wartość rezydualna i założenie o pracy elektrowni bez ograniczenia czasowego,
- dokonanie w II kwartale 2021 roku odpisu aktualizującego wartość aktywów w Elektrowni Ostrołęka B na łączną kwotę 68 mln zł. Kalkulacje do ustalenia wartości użytkowej w teście na utratę wartości przeprowadzono w oparciu o projekcje finansowe dla ograniczonego okresu użyteczności, tj. czerwiec 2021 – grudzień 2026 roku. Okres testu z końca 2020 roku (test wykonywany do 2025 roku zgodnie z końcem wsparcia z Rynku Mocy), przedłużono do 2026 roku z uwagi na konieczność uwzględnienia przepływów z tytułu rozliczenia kosztów uprawnień do emisji CO2, po wprowadzeniu nowego modelu zarządzania uprawnieniami w Grupie. Wartość majątku CGU Ostrołęka B po dokonaniu odpisu, z wyłączeniem gruntów, praw wieczystego użytkowania gruntów oraz praw majątkowych na dzień 30 czerwca 2021 roku wynosi 0 zł.

Wyższy poziom EBITDA Linii za II kwartał w ujęciu r/r (o 16 mln zł r/r) był w głównej mierze spowodowany wyższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej oraz wyższym przychodem z usług systemowych. Pozytywny wpływ powyższych czynników został tylko częściowo obniżony wyższym kosztem zużycia kluczowych paliw do produkcji oraz wyższym kosztem zakupu uprawnień do emisji.

Tabela 19: Wyniki Obszaru Wytwarzania Woda (mln zł)

w mln zł	II kw. 2020	II kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2020	I pół. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	47	78	30	64%	111	162	51	46%
<b>EBITDA</b>	<b>23</b>	<b>55</b>	<b>32</b>	<b>&gt; 100%</b>	<b>60</b>	<b>110</b>	<b>49</b>	<b>82%</b>
EBIT	14	46	32	> 100%	43	92	49	> 100%
CAPEX	2	1	(0)	-19%	3	1	(2)	-61%

Tabela 20: Wyniki Obszaru Wytwarzania Wiatr (mln zł)

w mln zł	II kw. 2020	II kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2020	I pół. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	24	36	11	46%	75	78	3	4%
<b>EBITDA</b>	<b>16</b>	<b>26</b>	<b>10</b>	<b>62%</b>	<b>57</b>	<b>60</b>	<b>2</b>	<b>4%</b>
EBIT	2	9	7	> 100%	29	27	(3)	-9%
CAPEX	128	1	(127)	-99%	131	2	(129)	-98%

Tabela 21: Wyniki Obszaru Wytwarzania Elektrownia w Ostrołęce (mln zł)

w mln zł	II kw. 2020	II kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2020	I pół. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	146	355	209	> 100%	271	724	452	> 100%
<b>EBITDA</b>	<b>(7)</b>	<b>(37)</b>	<b>(30)</b>	<b>&lt; -100%</b>	<b>(19)</b>	<b>(20)</b>	<b>(1)</b>	<b>-4%</b>
EBIT	(485)	(101)	384	79%	(503)	(79)	424	84%
CAPEX	4	3	(1)	-22%	48	6	(43)	-88%

Tabela 22: Wyniki Obszaru Wytwarzania Pozostałe i korekty (mln zł)

w mln zł	II kw. 2020*	II kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2020*	I pół. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	20	34	14	70%	42	83	41	98%
EBITDA	(3)	2	4	> 100%	(1)	(0)	1	81%
EBIT	(9)	(7)	2	18%	(12)	(33)	(20)	< -100%
CAPEX	12	35	24	> 100%	14	60	46	> 100%

\* dane przekształcone

### 5.3. Linia Biznesowa Sprzedaż

#### 5.3.1. Działalność biznesowa i operacyjna

Tabela 23: Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż (GWh)

Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż w GWh	II kw. 2020	II kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2020	I pół. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Sprzedaż energii detaliczna	4 354	4 398	45	1%	9 275	9 315	40	0%
Sprzedaż energii na rynku hurtowym, w tym:	1 183	731	(452)	-38%	2 614	1 518	(1 096)	-42%
<i>Sprzedaż energii na rynek bilansujący</i>	299	397	98	33%	705	964	259	37%
<i>Sprzedaż energii na pokrycie strat sieciowych do Energi Operatora</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Pozostała sprzedaż hurtowa</i>	884	334	(550)	-62%	1 909	554	(1 355)	-71%
<b>Sprzedaż energii razem</b>	<b>5 537</b>	<b>5 129</b>	<b>(408)</b>	<b>-7%</b>	<b>11 889</b>	<b>10 833</b>	<b>(1 056)</b>	<b>-9%</b>

W I półroczu 2021 roku łączny wolumen sprzedanej energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż był niższy o 9% (tj. o 1,1 TWh) w porównaniu do I półroczu 2020 roku. To skutek mniejszej sprzedaży na rynku hurtowym.

Wolumen sprzedaży na rynku detalicznym był na porównywalnym poziomie, jak w analogicznym okresie roku ubiegłego (ok. 9,3 TWh). W ramach sprzedaży detalicznej nastąpił spadek wolumenu sprzedaży do klientów biznesowych (efekt obostrzeń gospodarczych związanych z pandemią COVID-19, który w 2021 roku obejmował większą część okresu niż w 2020 roku), przy jednoczesnym wzroście wolumenu sprzedaży do gospodarstw domowych (oprócz efektu lockdownu, pracy czy nauki zdalnej doszedł dodatkowo efekt mroźnej zimy).

Na koniec I półroczu 2021 roku liczba odbiorców końcowych energii elektrycznej (Punkt Poboru Energii) Linii Biznesowej Sprzedaż wynosiła 3,2 mln, co oznacza wzrost o ok. 62 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 uległa obniżeniu w I półroczu 2021 roku o 1,1 TWh (tj. o 42%) w stosunku do analogicznego okresu 2020 roku. Przyczyną spadku było ograniczenie skali działań realizowanych na portfelu energii (rezygnacja z transakcji spekulacyjnych), a także niższa produkcja farm wiatrowych na rynku lokalnym, co wpłynęło na niższą skalę zjawiska polegającego na konieczności odbioru tej energii i jej dalszej odsprzedaży w przypadku nadmiaru.

W 2021 roku, podobnie jak w 2020 roku, nie jest realizowana przez Energa Obrót SA sprzedaż energii na pokrycie strat sieciowych do Energi Operatora SA – został wyłoniony inny sprzedawca.

W II kwartale 2021 roku trend był analogiczny jak w całym I półroczu 2021 roku, tj. wolumen sprzedaży energii był niższy o 7% (o 0,4 TWh) r/r. Wolumen sprzedaży na rynku detalicznym był zbliżony do poziomu w II kwartale ubiegłego roku, z kolei wolumen sprzedaży energii na rynku hurtowym spadł o 38% r/r

### 5.3.2. Wyniki finansowe

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

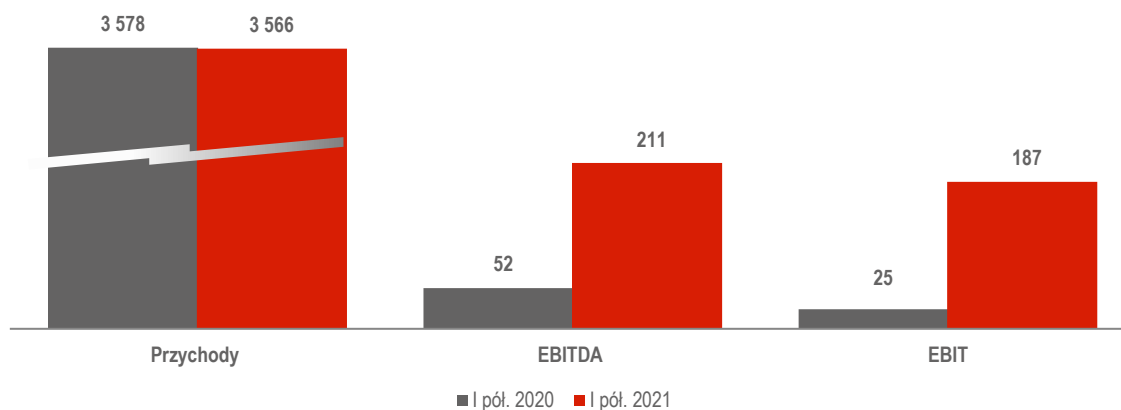


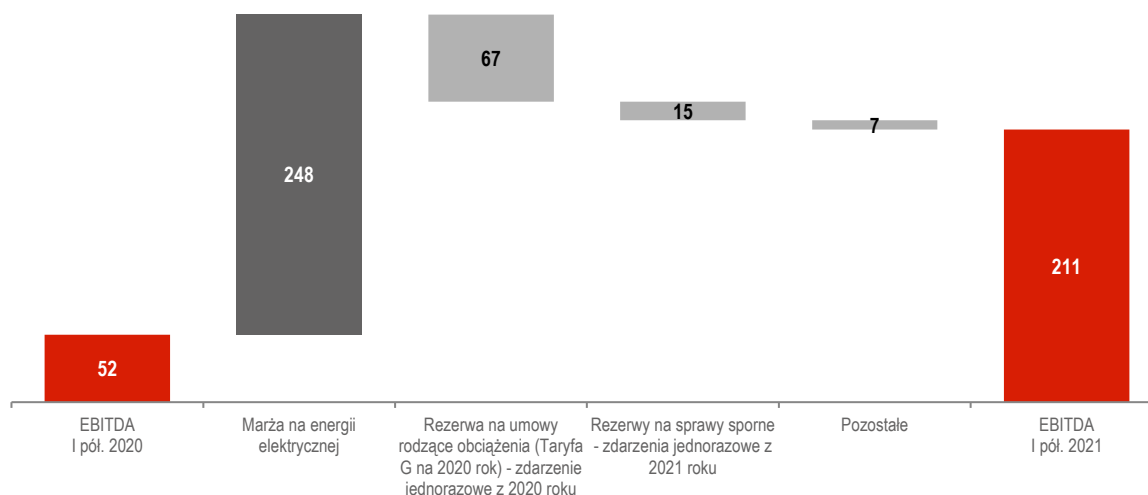
Tabela 24: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż Grupy Energa (w mln zł)

w mln zł	II kw. 2020	II kw. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	1 655	1 709	54	3%
<b>EBITDA</b>	<b>18</b>	<b>67</b>	<b>49</b>	<b>&gt; 100%</b>
amortyzacja	14	12	(2)	-14%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	4	55	51	> 100%
Wynik netto	2	45	43	> 100%
CAPEX	17	11	(6)	-35%

w mln zł	I pół. 2020	I pół. 2021	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	3 578	3 566	(12)	0%
<b>EBITDA</b>	<b>52</b>	<b>211</b>	<b>159</b>	<b>&gt; 100%</b>
amortyzacja	27	24	(3)	-11%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	25	187	162	> 100%
Wynik netto	12	152	140	> 100%
CAPEX	23	23	-	0%



Rysunek 21: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Sprzedaż (w mln zł)



W I półroczu 2021 roku EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż wyniosła 211 mln zł i była wyższa o 159 mln zł w porównaniu z wynikiem osiągniętym w I półroczu 2020 roku. EBITDA Linii w sprawozdawanym okresie stanowiła 15% EBITDA Grupy, podczas gdy w analogicznym okresie 2020 roku udział ten wynosił 5%.

Przychody Linii Biznesowej Sprzedaż w I półroczu 2021 roku wyniosły 3 566 mln zł i były o 12 mln zł niższe w porównaniu z I półroczem 2020 roku. Nieznaczny spadek przychodów wynikał z niższego wolumenu sprzedaży energii na rynku hurtowym.

Na dynamiczny wzrost EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż w ujęciu r/r kluczowy wpływ miał wzrost marży na sprzedaży energii elektrycznej (o 248 mln zł). Jest to w głównej mierze efekt niskiej bazy. W 2020 roku obowiązywała niekorzystna taryfa Prezesa URE dla gospodarstw domowych rozliczanych na jej podstawie, a także wyniki 2020 roku (szczególnie II kwartał) były obniżone na skutek pandemii - zanotowano wówczas nieplanowaną stratę na wyprzedaży nadwyżek energii wynikającą z nagłego zmniejszenia zapotrzebowania klientów na energię elektryczną. Ponadto, w I półroczu 2021 roku nastąpiła ogólna poprawa marżowości sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego.

Na zmianę EBITDA Linii Biznesowej istotny wpływ miały także zdarzenia o charakterze jednorazowym. Najistotniejsze zdarzenie to rezerwa na kontrakty rodzące obciążenia dotyczące taryfy G w związku z zatwierdzeniem taryfy na 2020 rok przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Rezerwa ta, utworzona na koniec 2019 roku, była w 2020 roku sukcesywnie rozwiązywana z uwagi na materializację tego zdarzenia w ramach marży na sprzedaży energii (osiąganie niższych przychodów ze sprzedaży energii od klientów rozliczanych w oparciu o taryfę G). W następstwie powyższego, w I półroczu 2020 roku rozwiązano 67 mln zł tej rezerwy, natomiast w sprawozdawanym okresie takie zdarzenie nie miało miejsca, co wygenerowało negatywny wpływ na zmianę EBITDA w ujęciu r/r. Kolejne, mniej istotne, to zdarzenia jednorazowe z 2021 roku dotyczące utworzenia rezerw na sprawy sporne z kontrahentami w łącznej kwocie 15 mln zł, co przełożyło się na negatywną zmianę wyniku EBITDA w ujęciu r/r.

W II kwartale 2021 roku EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż wyniosła 67 mln zł i była wyższa o 49 mln zł w porównaniu z analogicznym okresem 2020 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 112 mln zł). Negatywny wpływ na zmianę EBITDA wywarły w głównej mierze opisane powyżej zdarzenia jednorazowe.



Elektrownia Wodna Pierzchały

## Zarządzanie ryzykiem

## 6. ZARZĄDZANIE RYZYKIEM

### 6.1. Zintegrowany System Zarządzania Ryzykiem w Grupie Energa

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

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

Rysunek 22: 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:** 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 przeglądy strategii zarządzania ryzykiem, 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 i 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,



**przegląd strategii zarządzania ryzykiem** – polegający na aktualizacji strategii zarządzania ryzykiem i weryfikacji działań podejmowanych przez Właścicieli Ryzyka w celu ograniczania ryzyka,



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



**doraźny monitoring ryzyk kluczowych** – weryfikacja aktualności czynników i skutków oraz statusu realizacji planów działań, wpływających na ocenę ryzyk kluczowych.

W wyniku półrocznych przeglądów ryzyka przygotowana jest informacja na temat ekspozycji Grupy Energa na ryzyko. Na jej podstawie Zarząd Energi podejmuje decyzję odnośnie poziomu apetytu na ryzyko oraz akceptuje strategię zarządzania ryzykami. Wyniki przeglądu ryzyka przekazywane są Właścicielom Ryzyka.

W ramach rozwoju ZSZR w Grupie Energa, w I połowie 2021 roku przeprowadzone zostało szkolenie e-learningowe, przybliżające pracownikom tematykę zarządzania ryzykiem. Szkolenie posiada również moduł dedykowany Właścicielom Ryzyk, pogłębiający kwestie metodologiczne w opisie i ocenie ryzyk.

## 6.2. Opis istotnych czynników i ryzyk

Poniżej przedstawione zostały najważniejsze ryzyka zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy, w podziale na 4 obszary Modelu Ryzyka, wraz z opisem najważniejszych działań stosowanych w celu mitygacji ryzyka

### Obszar strategiczny

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

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Stosowane mechanizmy kontrolne
Ryzyka planów strategicznych	Ryzyka związane z nieosiągnięciem zakładanych celów, wskazanych w Wieloletnim Planie Inwestycji Strategicznych (WPIS) oraz Strategicznym Planie Rozwoju (SPR)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realizacja inwestycji zgodnie z przyjętymi kryteriami planów inwestycyjnych;</li> </ul>

w związku z m.in. efektywnością zarządzania projektami inwestycyjnymi czy możliwościami finansowymi Grupy, ale również czynnikami regulacyjnymi, sytuacją na rynku wykonawców, cenami materiałów i urządzeń, polityką taryfową URE, uzyskaniem wymaganych zgód i decyzji administracyjnych czy zaburzeniami łańcucha dostaw, spowodowanymi przez pandemię koronawirusa. Materializacja ryzyk prowadzić może do pogorszenia wskaźników ekonomicznych Grupy – braku zakładanego wzrostu EBITDA czy braku spadku kosztów operacyjnych. Ryzyko może skutkować także karami w przypadku niespełnienia obowiązków inwestycyjnych, wynikających z przepisów prawa, niesatysfakcjonującym obniżeniem emisyjności CO<sub>2</sub> w Grupie, wzrostem kosztów zmiennych, odpisami na majątku lub utratą pozycji konkurencyjnej.

- Bieżący nadzór nad realizacją planu inwestycyjnego zgodnie z Polityką Zarządzania Majątkiem w Grupie Energa i Polityką IT Grupy;
- Kontrola realizacji WPIS i SPR za pomocą organów korporacyjnych;
- Umowy ramowe z dostawcami i wykonawcami.

---

#### Ryzyka projektowe / inwestycyjne

Ryzyka związane z inwestycjami prowadzonymi w ramach Grupy Energa w kierunku zwiększania potencjału wytwórczego, dystrybucyjnego i sprzedażowego Grupy Energa. Materializacja ryzyk prowadzić może do braku zwrotu z inwestycji na zakładanym poziomie, konieczności poniesienia dodatkowych nakładów lub spisania kosztów projektu, utraty potencjalnych przychodów, opóźnień w realizowanych projektach, eskalacji roszczeń na drodze sądowej, konieczności poniesienia kar lub skutków wizerunkowych.

- Realizacja inwestycji w strukturze projektowej lub przez dedykowane spółki celowe;
- Bieżąca kontrola i monitoring inwestycji na poziomie operacyjnym i strategicznym (Komitety i Najwyższe Kierownictwo);
- Zawarte umowy i porozumienia;
- Monitoring otoczenia rynkowego projektów, monitoring przedrealizacyjny.

---

#### Ryzyka rynkowe

Ryzyka związane z handlem energią elektryczną m.in. w kontekście zmienności cen, płynności na rynku terminowym i SPOT, realizacji zapotrzebowania klientów czy wymogów regulacyjnych i prawnych. Ryzyka uwzględniają również spadek zapotrzebowania PSE na energię wyprodukowaną w wymuszeniu przez aktywa w Ostrołęce oraz kwestie zabezpieczenia uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Materializacja ryzyk może prowadzić do problemów z realizacją celów strategicznych, strat finansowych w związku z niekorzystnym zawarciem transakcji, spadku masy marży, niezapewniającej pokrycia kosztów, zmiany ekspozycji na ryzyko, utraty pozycji konkurencyjnej, zwiększonych kosztów działalności, zmniejszenia elastyczności działania na poszczególnych rynkach.

- Zarządzanie ryzykiem głównej działalności w obszarze sprzedaży;
- Procesy i zasady związane z obszarami kontraktacji, handlu i zakupów;
- Monitoring handlu energią elektryczną, prawami majątkowymi, gwarancjami pochodzenia, uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub>
- Korzystanie z usług doradczych i prawnych;
- Realizacja w poszczególnych Spółkach projektów, mających na celu optymalizację kosztowo-efektywnościową;
- Kontrola kosztów produkcji.

---

#### Ryzyko wizerunkowe

Ryzyko związane z prowadzonymi działaniami marketingowymi i zmianą identyfikacji wizualnej Grupy, wpływającymi na wizerunek. Materializacja ryzyka prowadzić może do pogorszenia wiarygodności Grupy oraz jej pozycji konkurencyjnej, nadużyć (podszycania się pod znak Grupy), dodatkowych kosztów działań marketingowych i komunikacyjnych.

- Analiza scenariuszy zmian przy pomocy agencji brandingowej;
  - Centralizacja marketingu w Grupie Energa na poziomie Energi SA;
  - 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 zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Stosowane mechanizmy kontrolne
<b>Ryzyko regulacyjne</b>	Ryzyko dotyczy zmian legislacyjnych wpływających na funkcjonowanie poszczególnych Linii Biznesowych Grupy Energa. Materializacja ryzyka może prowadzić do modyfikacji planów inwestycyjnych, osiągnięcia niższych przychodów od zakładanego planu, podwyższenia kosztów działalności czy powstaniu strat na sprzedaży, jak również nałożenia kar w przypadku nieprawidłowego wdrożenia przepisów prawnych. Ryzyko stanowi też szansę na przyjęcie takich rozwiązań prawnych, które umożliwią pozyskanie dodatkowych środków finansowych lub zagwarantują system wsparcia dla aktywów Grupy.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monitoring zmian w prawie;</li> <li>• Udział w procesie legislacyjnym, w tym monitorowanie i opiniowanie inicjatyw legislacyjnych;</li> <li>• Praca przedstawicieli Grupy w stowarzyszeniach branżowych.</li> </ul>
<b>Ryzyko nadużyć</b>	Ryzyko dotyczy sytuacji i zachowań związanych z nadużyciami, w tym konfliktem interesów, korupcją i defraudacją, możliwych do popełnienia przez pracowników podmiotów Grupy Energa. Ryzyko obejmuje potencjalne zagrożenie występowania nadużyć i działań korupcyjnych w procesach operacyjnych, jak również nadużyć finansowych w związku z realizacją projektów unijnych. Materializacja ryzyka może prowadzić do powstania strat finansowych oraz wiązać się z prowadzeniem postępowania przez organy ścigania w stosunku do pracowników lub organów podmiotów Grupy. Ryzyko może negatywnie wpływać na reputację i wizerunek Grupy Energa, skutkować zakazem aplikowania o środki publiczne (unijne bądź krajowe) oraz wpływać na pogorszenie zaufania pracowników do przełożonych, współpracowników i organizacji w ogóle.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wewnętrzne regulacje z zakresu nadużyć, tworzenia i rozliczania zamówień dla projektów dofinansowanych ze środków UE oraz dot. procesu zakupowego;</li> <li>• Szkolenia dla pracowników (m.in. w zakresie antykorupcji);</li> <li>• Dedykowany kanał kontaktu do zgłaszania symptomów i nadużyć;</li> <li>• Trzy linie obrony organizacji (system kontroli wewnętrznej, system zarządzania ryzykiem, audyt wewnętrzny);</li> <li>• Kontrole zewnętrzne;</li> <li>• Działania wyjaśniające;</li> <li>• Współpraca z Biurem Prawnym w zakresie zarządzania zgodnością w obszarze nadużyć oraz w zakresie zgłoszenia podejrzenia popełnienia przestępstwa.</li> </ul>
<b>Ryzyko prawne</b>	Ryzyko dotyczy prowadzonych przez podmioty Grupy lub przeciwko podmiotom postępowań sądowych i administracyjnych. Ryzyko związane jest również z możliwością wystąpienia roszczeń odszkodowawczych właścicieli gruntów. Materializacja ryzyka może prowadzić do konieczności wypłaty odszkodowań i kar, a także udzielenia bonifikat dla odbiorców, wynikających z przepisów prawa. Ryzyko może także skutkować brakiem możliwości prowadzenia inwestycji liniowych, zapisanych w Planie Rozwoju Energa Operator SA.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Współpraca z kancelariami prawnymi i weryfikacja jakości usług świadczonych w zakresie pomocy prawnej;</li> <li>• System monitorowania istotnych spraw;</li> <li>• Wewnętrzne regulacje w zakresie koordynacji pomocy prawnej w Grupie Energa, a także dot. stanów prawnych nieruchomości energetycznych;</li> <li>• System Zarządzania Zgodnością w Grupie Energa;</li> <li>• Opiniowanie umów pod kątem compliance;</li> <li>• Umowy obligacyjne lub prawno-rzeczowe, regulujące ustanowienie służebności przesyłu / gruntowej.</li> </ul>
<b>Ryzyko ochrony danych osobowych</b>	Ryzyko dotyczy zapewnienia prywatności i bezpieczeństwa informacji podmiotów danych. Materializacja ryzyka może prowadzić do utrudnienia prowadzenia działań operacyjnych przez spółkę, sankcji karnych, w tym finansowych i administracyjnych, kontroli organów nadzorujących, kosztów procesowych i odszkodowawczych.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 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;</li> <li>• Cykliczne szkolenia i komunikacja informacyjna w zakresie podstawowych obowiązków pracowników;</li> <li>• Rekomendacje Forum ODO.</li> </ul>

Ryzyko umów	Ryzyko związane jest z zawarciem przez Spółkę umów na niekorzystnych warunkach, niewykonaniem lub nienależytym wykonaniem umów i możliwymi z tego tytułu roszczeniami/reklamacjami lub karami. Materializacja ryzyka może skutkować stratami finansowymi czy deficytowością umowy, prowadzącą do braku pokrycia kosztów, przychodami z realizacji umowy.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wewnętrzne procedury w zakresie zawierania umów i udzielania zamówień;</li> <li>• Centralny Rejestr Umów;</li> <li>• Rejestr i ocena kwalifikowanych podwykonawców;</li> <li>• Monitoring stopnia zaawansowania realizacji usług i dostaw.</li> </ul>
-------------	--	--

## Obszar operacyjny

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

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Stosowane mechanizmy kontrolne
Ryzyko koronawirusa i jego wpływu na Grupę Energa	Ryzyko związane jest z wirusem SARS-CoV-2 i rozprzestrzenianiem się choroby COVID-19 wywołanej tym wirusem, a także ewentualnych skutków wirusa/choroby, wpływających na działalność spółek Grupy Energa. Potencjalne skutki ryzyka mogą wpłynąć na zdrowie i życie pracowników, jak również interesariuszy Grupy. Ryzyko może również prowadzić do zwiększenia kosztów działalności (wyższe ceny towarów i usług), wydłużenia realizacji procesów (np. na skutek oczekiwania na decyzje administracyjne) czy utraconych przychodów (mniejszy wolumen sprzedaży energii, straty ze sprzedaży nadwyżek energii, wzrost wierzycelności przeterminowanych).	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zespół ds. monitorowania zagrożenia COVID-19 i zespoły robocze w każdej spółce;</li> <li>• Zakup środków do dezynfekcji, bezdotykowych termometrów itp.;</li> <li>• Zawieszenie (ograniczenie do minimum) wyjazdów służbowych;</li> <li>• Zastępowanie spotkań tradycyjnych narzędziami komunikacji zdalnej (skype, telefon etc.);</li> <li>• Ograniczenie dostępu osób postronnych do obiektów należących do spółek Grupy Energa;</li> <li>• Przystąpienie Grupy Orlen do Narodowego Programu Szczepień, realizowanych przez Pracodawcę.</li> </ul>
Ryzyko bezpieczeństwa osób i mienia	Ryzyko związane z nieuprawnionym dostępem do obiektów, w tym do urządzeń energetycznych. Ryzyko dotyczy również bezpieczeństwa pracowników i osób trzecich przebywających na terenie podmiotów Grupy, a także incydentów o charakterze terrorystycznym i sabotażowym. Potencjalne skutki ryzyka mogą wiązać się z zagrożeniem bezpieczeństwa pracy sieci, dezorganizacją realizowanych procesów operacyjnych, utratą / zniszczeniem mienia bądź przerwaniem ciągłości działania.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zapewnienie bezpieczeństwa osób i majątku spółek przez dedykowaną spółkę z Grupy;</li> <li>• Plany ochrony, w tym Plany ochrony infrastruktury krytycznej;</li> <li>• Regulacje wewnętrzne z zakresu bezpieczeństwa;</li> <li>• Plany Ciągłości Działania w Podmiotach Grupy;</li> <li>• Ubezpieczenie majątkowe, OC oraz utraty przychodów;</li> <li>• Systemy zabezpieczeń fizycznych i technicznych w obiektach Grupy;</li> <li>• Monitoring incydentów dot. obszaru bezpieczeństwa w Grupie;</li> <li>• Kontrole stanu ochrony fizycznej i technicznej.</li> </ul>
Ryzyko przerwania ciągłości działania	Ryzyko związane z naruszeniem ciągłości działania kluczowych procesów w podmiotach Grupy czy też wystąpienia nieoczekiwanych zakłóceń w działalności tych procesów. Ryzyko uwzględnia kwestie dot. dyspozycyjności urządzeń, ich sprawności oraz wydajności, jak również wpływ czynników atmosferycznych i hydrologicznych oraz zdarzeń losowych. Materializacja ryzyka prowadzić może do zagrożenia bezpieczeństwa życia i mienia, zakłóceń produkcji, niedostępności zasobów (lokalizacji, systemów, pracowników) realizujących procesy krytyczne czy awarii innych urządzeń technologicznie powiązanych.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Strategia Ciągłości Działania;</li> <li>• Procedury Awaryjne;</li> <li>• Plan Ochrony Infrastruktury Krytycznej;</li> <li>• Zasady postępowania w sytuacji krytycznej;</li> <li>• Lokalizacje zastępcze;</li> <li>• Cykliczne testowanie w ramach systemu zarządzania ciągłością działania;</li> <li>• Ubezpieczenie;</li> <li>• Zapisy umowne z wykonawcami w zakresie reagowania na usterki;</li> </ul>

	Ryzyko może skutkować także karami umownymi, a w skrajnym scenariuszu – utratą koncesji.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Działania prewencyjne, m.in. okresowe przeglądy infrastruktury, realizacja zaplanowanych remontów i inwestycji.</li> </ul>
<b>Ryzyko relacji społecznych i związków zawodowych</b>	Ryzyko obejmuje dialog z partnerem społecznym w szczególności ze związkami zawodowymi, dotyczy procesu utrzymywania relacji pomiędzy pracodawcą, a pracownikami, jak również procesu komunikacji z pracownikami. Materializacja ryzyka może prowadzić do roszczeń, utrudnień w prowadzeniu biznesu, kosztów związanych z ewentualnymi przestojami (strajki, protesty) czy odejściami pracowników, jak również skutków wizerunkowych.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prowadzenie dialogu społecznego;</li> <li>• Realizacja postanowień układów zbiorowych pracy i porozumień zbiorowych;</li> <li>• Komunikacja z organizacjami związkowymi oraz informowanie pracowników o planowanych zmianach;</li> <li>• Prowadzenie rokowań.</li> </ul>
<b>Ryzyko dotyczące rozliczeń klientów</b>	Ryzyko związane jest z zaburzeniem procesu fakturowania z uwagi na niedostępność systemów billingowych, prowadzone migracje, niepoprawną ewidencję danych odczytowych, co może prowadzić m.in. do obniżenia satysfakcji klienta (wzrost reklamacji, rezygnacja z usług i produktów Grupy), pogorszenia wizerunku Grupy, zakłóceń przepływów pieniężnych, dodatkowych kosztów usunięcia błędów/nieprawidłowości, czy postępowań przed URE i UOKiK.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monitoring poziomu dostarczonych danych pomiarowych / wystawionych faktur;</li> <li>• Umowa serwisowa z dostawcami systemów billingowych umożliwiającą szybką naprawę błędów krytycznych;</li> <li>• Wewnętrzne instrukcje dotyczące m.in. wykonywania korekt, odsetek, mechanizmu kontrolnego dotyczących podwójnego fakturowania, sprzedaży i rozliczania prosumenta czy zamknięcia miesiąca;</li> <li>• Systemowe mechanizmy kontrolne.</li> </ul>

## Obszar finansowy

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

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Stosowane mechanizmy kontrolne
<b>Ryzyko płynności finansowej</b>	Ryzyko związane ze zdolnością do regulowania zobowiązań w perspektywie krótko- i długoterminowej, obejmuje także zdolność do rozliczenia niepewnych zobowiązań podatkowych. Materializacja ryzyka prowadzić może do ograniczenia możliwości realizacji celów strategicznych i rozwoju organizacji, pogorszenia zdolności kredytowej, wzrostu kosztów obsługi finansowania, utraty reputacji.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Polityka finansowa, w tym polityka zarządzania ryzykiem rynkowym;</li> <li>• Projekcje finansowe;</li> <li>• Długoterminowy model finansowy;</li> <li>• Finansowanie Grupy Energa w różnorodnej formule;</li> <li>• Cashpooling;</li> <li>• Plany przepływów pieniężnych;</li> <li>• Analiza odchyleń;</li> <li>• Praca dedykowanych Zespołów;</li> <li>• Współpraca z zewnętrznym doradcą,</li> <li>• Monitorowanie bieżących zmian w prawie i orzecznictwie podatkowym.</li> </ul>
<b>Ryzyko walutowe</b>	Ryzyko dotyczy zmiany kursu walut obcych w stosunku do złotego polskiego z uwagi na dług zaciągnięty w walucie obcej czy posiadane nadwyżki walutowe oraz realizowane inwestycje lub kontrakty zakupowe rozliczane w walucie obcej. Brak zabezpieczenia ryzyka walutowego prowadzić może do zwiększonych kosztów zarządzania środkami pieniężnymi, wzrostu nakładów inwestycyjnych, jak również wahań wyników finansowych z okresu na okres.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ustanawianie, monitorowanie i raportowanie limitów ekspozycji na ryzyko walutowe;</li> <li>• Zawieranie transakcji zabezpieczających przed ryzykiem walutowym;</li> <li>• Stosowanie rachunkowości zabezpieczeń;</li> <li>• Stosowanie mechanizmu naturalnego hedgingu.</li> </ul>
<b>Ryzyko kształtowania polityki cenowej</b>	Ryzyko związane z nieprawidłową kalkulacją cen sprzedaży oraz zatwierdzeniem przez Prezesa URE stawek w taryfie na poziomie nie gwarantującym opłacalności sprzedaży. Materializacja ryzyka może wpłynąć na utratę udziału	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bieżące badanie rynku pod kątem zmian otoczenia rynkowego i prawno-regulacyjnego;</li> </ul>



w rynku (marża, wolumen, przychód) i skutkować stratami finansowymi, np. na skutek zmienności cen rynkowych czy zmian regulacyjnych.

- Bieżące badanie planowanego wyniku finansowego i innych, wybranych wskaźników oraz bieżąca analiza wpływu przyjętych zasad kalkulacji cen na ten wynik/wskaźniki;
- Bieżące badanie mechanizmów ofertowania (w tym Modelu Sprzężonego) oraz poprawności funkcjonowania systemów handlowych IT i baz danych;
- Regulacje wew. odnośnie zasad kalkulacji cen energii elektrycznej oraz zarządzania marżą;
- System monitoringu ofertowania.

#### Ryzyko kredytowe związane z obsługą windykacyjną

Ryzyko dotyczy niewywiązania się kontrahentów z zobowiązań wynikających z zawartych umów (brak płatności, płatność po terminie) lub prób renegotjowania przez klientów wcześniej ustalonych warunków. Materializacja ryzyka może prowadzić m.in. do wzrostu poziomu wierzytelności spornych i przeterminowanych, zakłóceń przepływów pieniężnych czy utraty części przychodów.

- Zwiększona częstotliwość monitoringu przepływów pieniężnych;
- Tworzenie harmonogramów / ścieżek działań windykacyjnych;
- Współpraca z kancelariami prawnymi;
- Ocena wiarygodności klientów biznesowych i kontrahentów na rynku hurtowym;
- 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. W ramach tych założeń zawierane są 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, nie wpływające 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. Niskie stopy procentowe powodują spadek zwrotu z WRA i wzrost 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 z 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, 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 od 2013 roku. Od początku istnienia Spółki, tj. od 2006 roku do 29 kwietnia 2020 roku, strategicznym akcjonariuszem był Skarb Państwa, którego udział w kapitale zakładowym na dzień 31 marca 2020 roku wyniósł 51,5%, co dawało 64,1% głosów na Walnym Zgromadzeniu Spółki („WZ”).

Na dzień 30 czerwca 2021 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania strategicznym akcjonariuszem jest PKN ORLEN, który posiada 90,92% akcji Spółki, co daje 93,28% głosów na jej WZ.

Tabela 29: Akcje Spółki według serii i rodzajów na dzień 30 czerwca 2021 roku

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

\* Jedna akcja uprzywilejowana daje prawo do 2 głosów na Walnym Zgromadzeniu.

Tabela 30: Struktura akcjonariatu Spółki Energa według stanu 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
<b>RAZEM</b>	<b>414 067 114</b>	<b>100,00</b>	<b>558 995 114</b>	<b>100,00</b>

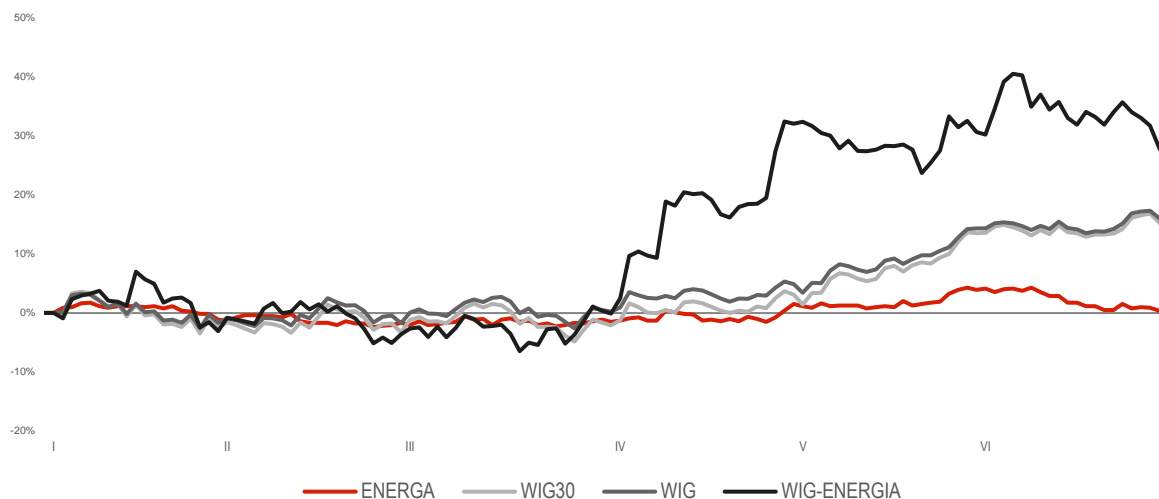
### 7.2. Notowania akcji Spółki na Gieldzie Papierów Wartościowych w Warszawie

Tabela 31: Dane dotyczące akcji Spółki Energa na dzień 30 czerwca 2021 roku

Dane	Wartość
Cena emisyjna	17,00 zł
Liczba akcji	414 067 114
Kurs na koniec okresu	7,90 zł
Kapitalizacja na koniec okresu	3,27 mld zł
Minimum w okresie 6 m-cy 2021 r.	7,70 zł
Maximum w okresie 6 m-cy 2021 r.	8,30 zł
Średnia wartość obrotu w okresie 6 m-cy 2021 r.	0,24 mln zł
Średni wolumen obrotu w okresie 6 m-cy 2021 r.	30 tys. szt.
Średnia liczba transakcji w okresie 6 m-cy 2021 r.	0,1 tys. szt.

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

Rysunek 23: 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 2021 roku wyniosła 7,90 zł, co oznacza że w porównaniu z kursem w ostatnim dniu roboczym 2020 roku (tj. 30 grudnia) wzrosła o 0,30%. W omawianym okresie indeks WIG30 zanotował wzrost o 13,03%, a WIG-Energia zanotował wzrost o 32,04%.

W związku ze zmniejszeniem liczby akcji Energi w wolnym obrocie poniżej 10% (po ogłoszeniu wyników wezwania delistującego przez PKN ORLEN S.A.) Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. („GPW”) wykreśliła akcje Energi ze wszystkich indeksów giełdowych ze skutkiem po sesji w dniu 3 grudnia 2020 roku.

### 7.3. Oceny ratingowe

W I półroczu 2021 roku oceny ratingowe pozostały bez zmian.

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

Na dzień 30 czerwca 2021 roku i na dzień sporządzenia niniejszej Informacji żaden z Członków Rady Nadzorczej Energi SA oraz żaden z Członków Zarządu Energi SA nie posiadał akcji Spółki, uprawnień do akcji Spółki ani też akcji/ udziałów w jednostkach powiązanych ze Spółką.



Elektrownia Wodna we Włocławku

## Pozostałe informacje o Grupie

## 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 notcie 20 Skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień i za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2021 roku.

#### Umowy dotyczące kredytów i pożyczek

Szczegóły dotyczące umów kredytów i pożyczek opisane zostały między innymi w notcie nr 18 skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień i za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2021 roku.

#### Umowy kredytowe z multilateralnymi instytucjami finansowymi

##### Kredyty na finansowanie programu inwestycyjnego Energi Operatora na lata 2009-2012

W latach 2009-2010 Energa wraz ze spółką zależną Energa Operatorem 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 – 334,3 mln zł z ostatecznym terminem spłaty 15 grudnia 2025 roku,
- EBOR – 324,1 mln zł z ostatecznym terminem spłaty 18 grudnia 2024 roku,
- NIB – 21,6 mln zł z ostatecznym terminem spłaty 15 czerwca 2022 roku.

##### Kredyty na finansowanie programu inwestycyjnego Energi Operatora na lata 2012-2015

W 2013 roku Energa ze spółką Energa Operatorem zawarły następujące umowy kredytowe z przeznaczeniem na sfinansowanie programu inwestycyjnego spółki Energa Operator 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 2021 roku wyniosło 333,5 mln zł (z czego przez Energa 132,2 mln zł i Energa Operatora 201,3 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 2021 roku wyniosło 704 mln zł (z czego przez Energa 533 mln zł i Energa Operatora 171 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 2021 roku wyniosło 33 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 2021 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 2021 roku kredyt był wykorzystany w wysokości 250 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 2021 roku kredyt nie był wykorzystany.

### **Pożyczki Energa Finance AB (publ)**

W 2020 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 2022 roku. Na dzień 30 czerwca 2021 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 SA**

W dniu 31 maja 2021 roku Energa zawarła PKN ORLEN umowę pożyczki o charakterze odnawialnym w kwocie 1 000 mln zł, z przeznaczeniem na finansowanie celów ogólnokorporacyjnych Energa SA. Termin ostatecznej spłaty pożyczki przypada na dzień 30 maja 2022 roku. Oprocentowanie kredytu zostało ustalone na warunkach rynkowych na podstawie stawki WIBOR powiększonej o marżę. Na dzień 30 czerwca 2021 roku wykorzystanie pożyczki wyniosło 800 mln zł.



## Udzielone pożyczki

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

Udzielenie pożyczki stanowiło częściowe wykonanie przez Energa swoich zobowiązań z Porozumienia z dnia 30 kwietnia 2019 roku zawartego pomiędzy Energa i ENEA S.A. w sprawie finansowania budowy Elektrowni Ostrołęka C, doprecyzowującego deklarację zaangażowania finansowego złożone przez Energa i Eneę w Porozumieniu z 28 grudnia 2018 roku.

Na dzień 30 czerwca 2021 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 2021 roku wynosi 0 zł.

W dniu 31 grudnia 2019 roku, Energa zawarła ze spółką zależną Energa Operatorem umowę pożyczki długoterminowej w kwocie 4 900 mln zł, z przeznaczeniem na refinansowanie zadłużenia Energi Operatora 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 2021 roku wykorzystanie pożyczki wyniosło 2 940 mln zł.

W dniu 8 czerwca 2021 roku, Energa zawarła ze spółką zależną Energa OZE umowę pożyczki długoterminowej w kwocie 579,2 mln zł, z przeznaczeniem na refinansowanie zadłużenia Energi OZE wobec Energi z tytułu obligacji długoterminowych. Na dzień 30 czerwca 2021 roku wykorzystanie pożyczki wyniosło 574,2 mln zł.

Ponadto, w okresie sprawozdawczym Grupa Energa realizowała obsługę wewnętrznych programów emisji obligacji. Poniższa tabela przedstawia nominalną wartość objętych przez Energa i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów będących spółkami z Grupy Kapitałowej Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2021 roku.

**Tabela 32: Nominalna wartość objętych przez Energa SA i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów według stanu na dzień 30 czerwca 2021 roku**

Lp.	Nazwa spółki	Nominalna wartość objętych obligacji (w tys. zł)
1.	Energa Operator	1 066 000
2.	Energa OZE	68 000
3.	Energa Kogeneracja	4 705
<b>RAZEM</b>		<b>1 138 705</b>

## Umowy ubezpieczenia

W Grupie obowiązuje wspólna Polityka ubezpieczeniowa, która zapewnia spółkom ochronę ubezpieczeniową od ryzyk związanych z prowadzoną działalnością i posiadany 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 2021 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*	5 651,0	1 300,9
2.	2017-11-22	2021-03-31	Energa Operator SA	Skarb Państwa	umowa poręczenia	40,0	40,0
3.	2018-10-31	2026-01-01	ENSPIRION Sp. z o.o.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA	umowa poręczenia	10,1	3,7
4.	2019-11-15	2027-01-01	ENSPIRION Sp. z o.o.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA	umowa poręczenia	10,7	10,7
5.	2020-03-17	2023-03-24	Energa Ochrona Sp. z o.o.	Carleet	umowa poręczenia	0,2	0,2
6.	2020-04-28	2021-08-31	Energa Obrót SA	Grupa QSUN	umowa poręczenia	4,7	4,7
7.	2020-12-03	2028-01-01	ENSPIRION Sp. z o.o.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA	umowa poręczenia	17,2	17,2
8.	2020-12-03	2028-01-01	ENSPIRION Sp. z o.o.	Cognor SA	umowa poręczenia	4,0	4,0
9.			Pozostałe Spółki GK Energa		poręczenie** - umowa o udzielanie gwarancji	58,6	11,9
<b>RAZEM</b>						<b>5 796,5</b>	<b>1 393,3</b>

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

\*\* Poręczenia według prawa cywilnego udzielone przez 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 90,4 mln zł udzielone spółce Energa Obrót przez bank Pekao SA.

## 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 2021 roku Grupa Energa kontynuowała optymalizację procesu zarządzania płynnością z wykorzystaniem usługi cash pooling rzeczywistego bezzwrotnego, która przejęła funkcje związane z emisją obligacji krótkoterminowych, a dodatkowo zmaksymalizowała możliwość wykorzystania nadwyżek pieniężnych Grupy do finansowania bieżącej działalności poszczególnych jej spółek.

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

Na dzień 30 czerwca 2021 roku Grupa Energa była stroną 12 788 postępowań sądowych. Jako powód Grupa występowała w 10 429 sprawach, których łączna wartość przedmiotu sporu wyniosła około 482 mln zł. Jako pozwany Grupa występowała w 1 495 sprawach o łącznej wartości przedmiotu sporu około 627 mln zł. Informacje o łącznej wartości przedmiotu sporu nie uwzględniają postępowań, w których roszczenie ma charakter majątkowy niepieniężny.

Na dzień 30 czerwca 2021 roku łączna kwota roszczeń o posadowienie urządzeń elektroenergetycznych na cudzych nieruchomościach bez tytułu prawnego zasądzonych prawomocnym wyrokiem wyniosła około 36,5 mln zł w 620 sprawach. Spraw sądowych w toku było 989, zaś wartość przedmiotu sporu w toku wyniosła około 787,5 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 474,2 mln zł, z zastrzeżeniem zmiany w przypadku wytoczenia przeciwko Enerdze Operator SA nowych postępowań dotyczących urządzeń elektroenergetycznych posadowionych na innych gruntach bez tytułu prawnego.

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

Łączna wartość spraw prowadzonych w imieniu i na rzecz Energi Obrotu w zakresie windykacji sądowo-egzekucyjnej, w celu dochodzenia przez spółkę należności od swoich klientów oraz spraw upadłościowych, na 30 czerwca 2021 roku, wynosi około 204 mln zł, w tym:

Rodzaj należności	Saldo na koniec I półrocza 2021 (mln zł)
sądowe, egzekucja	126,5
upadłości	67
pozabilingowe	7,5
pozabilingowe - upadłości	2,6
<b>RAZEM</b>	<b>203,7</b>

Poniżej przedstawiono istotne postępowania sądowe, które zawisły przed sądem w 2021 roku, bądź których kontynuacja miała miejsce w 2021 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><b>Pozew o zapłatę kar umownych wynikających z umów na dostawę oraz uruchomienie infrastruktury licznikowej w Etapie I</b></p> <p>Sąd Okręgowy w Gdańsku</p> <p>Wartość przedmiotu sporu: ok. 23,1 mln zł</p> <p>Trwa postępowanie dowodowe przed Sądem I instancji. Na dzień aktualizacji niniejszej sprawy do EOP wpłynęły dwie opinie biegłych sądowych: z zakresu meteorologii oraz z zakresu metrologii. Sąd planuje zlecić uzupełniającą opinię z zakresu metrologii.</p>
Energia Operator SA (pozwany) Arcus SA (powód)	<p><b>Pozew o stwierdzenie nieważności umowy dotyczącej realizacji dostawy oraz uruchomienia infrastruktury licznikowej w Etapie II</b></p> <p>Wartość przedmiotu sporu: ok. 78 mln zł</p> <p><b>Pozew wzajemny o zapłatę kar umownych za opóźnienie w realizacji umowy dotyczącej realizacji dostawy oraz uruchomienia infrastruktury licznikowej</b></p> <p>Wartość przedmiotu sporu: ok. 157 mln zł</p> <p>Sąd Okręgowy w Gdańsku</p> <p>Energia Operator SA nie uznaje roszczenia w żadnej części. Trwa postępowanie dowodowe przed Sądem I instancji. Na dzień aktualizacji niniejszej sprawy trwa poszukiwanie przez Sąd biegłych, którzy podjęliby się sporządzenia opinii z zakresu informatyki.</p>
Energia Operator SA (pozwany) Arcus SA (powód)	<p><b>Pozew o zapłatę odszkodowania za czyny niedozwolone/czyny nieuczciwej konkurencji</b></p> <p>Sąd okręgowy w Gdańsku</p> <p>Wartość przedmiotu sporu: ok. 174 mln zł</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 zawieszono.</p>
Energia Operator SA (pozwany) Arcus SA (powód)	<p><b>Pozew o zapłatę za prace dodatkowe w zakresie umowy o dostawę i uruchomienie infrastruktury licznikowej</b></p> <p>Sąd Okręgowy w Gdańsku</p> <p>Wartość przedmiotu sporu: ok. 4,7 mln zł</p> <p>Spółka Energia Operator SA kwestionuje zasadność tego powództwa i wniosła o jego odrzucenie, ewentualnie oddalenie. Sąd nie uwzględnił wniosku o odrzucenie pozwu.</p>
Energia Operator SA (strona); PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI (organ)	<p><b>Kara pieniężna nałożona przez organ</b></p> <p>Sąd Okręgowy w Warszawie</p> <p>Wartość przedmiotu sporu: 11 mln zł</p> <p>Spółka otrzymała decyzję z dnia 21 grudnia 2016 roku, w której Prezes URE nałożył na Energia Operator SA 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.</p> <p>W sprawie obie strony wniosły apelacje.</p>
Energia Operator SA (strona); PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI (organ)	<p><b>Kara pieniężna nałożona przez organ</b></p> <p>Sąd Okręgowy w Warszawie</p> <p>Wartość przedmiotu sporu ok: 13,2 mln zł</p>

	<p>Energa Operator SA otrzymała decyzję z dnia 6 listopada 2017 roku w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych w łącznej wysokości 13,6 mln zł za naruszenia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej poprzez: (1) komunikowanie się z przedsiębiorstwami obrotu za pomocą kodów innych, aniżeli przewidziane w IRiESD; (2) nieprzestrzeganie terminów przekazywania przedsiębiorstwom obrotu danych pomiarowych; (3) nieprzestrzeganie terminów rozpoznawania reklamacji przedsiębiorstw obrotu; (4) nieprzestrzeganie terminów weryfikacji zgłoszeń zmiany sprzedawcy; (5) nieprzestrzeganie terminów końcowego rozliczenia umów sprzedaży energii; (6) niewznowienie dostaw energii u jednego z odbiorców. Sąd Okręgowy w Warszawie wyrokiem z 8 grudnia 2020 r. oddalił odwołanie. Sąd Okręgowy w Warszawie wyrokiem z 8 grudnia 2020 r. oddalił odwołanie. Spółka wniosła apelację.</p>
<p><b>Energa Kogeneracja Sp. z o.o. (powód) Mostostal Warszawa SA (pozwany)</b></p>	<p><b>Pozew o zapłatę z tytułu obniżenia ceny kontraktowej</b>  <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 dn. 15.12.2017r. 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.</p> <p>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. Negocjacje stron celem zawarcia ugody nie doprowadziły dotychczas do zawarcia ugody.</p>
<p><b>Mostostal Warszawa S.A. (powód) Energa Kogeneracja Sp. z o.o. (pozwany)</b></p>	<p><b>Pozew o zapłatę z tytułu wynagrodzenia</b>  <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.</p> <p>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. W portalu informacyjnym pojawiła się informacja, że w pierwszych dniach czerwca 2021 roku biegły dostarczył opinię do sądu. W niedługim czasie powinna być przesłana do stron.</p> <p>Negocjacje ugodowe stron nie doprowadziły dotychczas do zawarcia ugody.</p>
<p><b>akcjonariusze Spółki (powodowie) Energa SA (pozwana)</b></p>	<p><b>zaskarżenie Uchwały nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 29.10.2020 r.</b>  <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 r. 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 r. 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</p>

	<p>PLENERG00022 ("Uchwała"), poprzez wstrzymanie jej wykonania na czas trwania postępowania. Skutkiem wydania postanowienia jest wstrzymanie wykonalności Uchwały.</p> <p>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 r. oraz 7 stycznia 2021 r.). Do sprawy przystąpił Przewodniczący Komisji Nadzoru Finansowego.</p> <p>Dnia 21 kwietnia 2021 r. Energa SA otrzymała rozstrzygnięcie zażalenia w powyższej sprawie. Postanowienie o udzieleniu zabezpieczenia z dnia 7 grudnia 2020 r. zmieniono w ten sposób, że uzależniono jego wykonanie od złożenia przez powodów kaucji w wysokości 1.360.326,23 zł. Na dzień 19 lipca 2021 roku brak jest informacji o wniesieniu kaucji. 28 kwietnia 2021 roku pełnomocnik Powodów złożył wniosek o uzasadnienie postanowienia z 12 kwietnia 2021 roku. W dniu 11 maja 2021 roku sporządzono uzasadnienie postanowienia z 12 kwietnia 2021 roku.</p>
<p><b>akcjonariusze Spółki (powodowie)</b> <b>Energa SA (pozwana)</b></p>	<p><b>zaskarżenie Uchwały nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 29.10.2020 r.</b> <i>Sąd Okręgowy w Gdańsku, sygnatura IX GC 1164/20</i> <i>Roszczenie ma charakter majątkowy niepieniężny.</i></p> <p>16 grudnia 2020 roku Zarząd Energa SA powziął informację o wydaniu w dniu 10 grudnia 2020 r. Sądu Okręgowego 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 r. 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. W sprawie złożony został wniosek Spółki o wyrażenie przez Sąd zgody na złożenie pisma procesowego – duplikacji na odpowiedź na pozew. Wniosek oczekuje na rozstrzygnięcie Sadu.</p> <p>W dniu 14 kwietnia 2021 r. Energa SA powzięła informację o rozstrzygnięciu zażalenia w powyższej sprawie. Postanowienie o udzieleniu zabezpieczenia z dnia 10 grudnia 2020 r. zmieniono w ten sposób, że uzależniono jego wykonanie od złożenia przez powodów kaucji w wysokości 1.360.326,23 zł. W dniu 5 maja 2021 r. Spółka powzięła informację, że kaucja została przez powodów wpłacona na rachunek Sądu Okręgowego w Gdańsku.</p>
<p><b>Energa SA (wnioskodawca)</b></p>	<p><i>Komisja Nadzoru Finansowego</i></p> <p>W dniu 30 października 2020 r. 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 r. Spółka powzięła informację o wydaniu w dniu 15 stycznia 2021 r. przez Komisję Nadzoru Finansowego postanowienia o zawieszeniu ww. postępowania.</p>
<p><b>Boryszewo Wind Invest Sp. z o.o. (powód) Energa Obrót SA (pozwany)</b></p>	<p><b>Pozew o zapłatę odszkodowania z tytułu niewykonania przez Energe Obrót SA części umowy zakupu praw majątkowych do świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE.</b> <i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 701/17</i></p> <p>Wartość przedmiotu sporu: ok 31,8 mln zł (w apelacji: 17,8 mln zł)</p> <p>W dniu 25 sierpnia 2017 roku Boryszewo Wind Invest wniosła przeciwko Enerdze Obrótowi SA pozew o zapłatę kwoty ok. 31,9 mln zł wraz z odsetkami z tytułu odszkodowania za niewykonanie w części Ramowej Umowy Sprzedaży Praw Majątkowych wynikających ze Świadectw Pochodzenia Nr W/HH/210/2010/1, które polegało na złożeniu oświadczenia o częściowym rozwiązaniu umowy oraz odmowie nabywania praw majątkowych ze Świadectw Pochodzenia. Na kwotę roszczenia składają się „straty” poniesione przez powoda w związku z koniecznością sprzedaży praw majątkowych na TGE wraz z odsetkami ustawowymi (ok. 25,7 mln zł) oraz kwota dodatkowych kosztów w związku z obsługą zadłużenia z umowy kredytowej (ok. 6,3 mln zł).</p> <p>Sprawa została zakończona w I instancji wyrokiem zasądającym na rzecz Boryszewo Wind Invest kwotę ok. 17,8 mln zł wraz z odsetkami ustawowymi od dnia 26 lipca 2017 roku, a w pozostałym zakresie oddalającym powództwo. Energa Obrót SA wniosła apelację. Wyrok Sądu II instancji, który</p>

---

został ogłoszony 28 października 2019 roku, apelacja Energa Obrót SA została oddalona. W dniu 22 lipca 2020 r. Energa Obrót SA złożyła skargę kasacyjną, a w dniu 7 września 2020 r. Boryszewo Wind Invest złożyła odpowiedź na skargę kasacyjną. Postanowieniem z dnia 16 grudnia 2020 roku Sąd Najwyższy przyjął skargę kasacyjną do rozpoznania.

---

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

**Pozew o zapłatę kwoty 5 440 904,06 zł wraz z odsetkami tytułem wynagrodzenia w związku z zawartą Umową Agencyjną nr 1/2012, numer rejestrowy to 236/IN/2012/EOB dotyczącą sprzedaży produktów energetycznych i gazowych na rzecz Energa Obrót SA.**

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

*Wartość przedmiotu sporu: ok. 5 4 mln zł*

Energa Obrót SA została zobowiązana do sporządzenia odpowiedzi na pozew w terminie 21 dni od dnia otrzymania. Sporządzono odpowiedź na pozew w sprawie.

---

### **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 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 1 września 2018 roku Megawatt Baltica SA złożyła zaktualizowany pozew wzajemny. Kwota dochodzonego roszczenia wynosi ok. 17 mln zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie.

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 wyrok oddalający skargę Energi Obrotu SA na wyrok końcowy i zasądził na rzecz przeciwnika zwrot kosztów procesu w kwocie 2,4 tys. zł. W dniu 11 października 2019 roku Energa Obrót SA złożyła wniosek 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. W dniu 24 marca 2020 roku przeciwnik złożył odpowiedź na skargę kasacyjną. Postanowieniem z dnia 17 lipca 2020 roku Sąd Najwyższy przyjął skargę kasacyjną do rozpoznania.

---

**Energa Obrót SA (powód)**  
**C&C WIND sp. z o.o. (pozwany 1), Bank Ochrony Środowiska SA (pozwany 2)**

*Sąd Arbitrażowy przy KIG w Warszawie; sygnatura SA 127/17*

*Sygnatura w II instancji: VII Aga 1994/18; VII AGa 188/19*

*Wartość przedmiotu sporu: ok. 2,3 mln zł*

W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. Strony złożyły odpowiedź na pozew wzajemny, z tym, że w dniu 29 grudnia 2017 roku Energa Obrót SA cofnęła pozew w odniesieniu do BOŚ. Sąd Arbitrażowy przy KIG w Warszawie postanowieniem z dnia 16 stycznia 2018 roku umorzył postępowanie wobec pozwanego BOŚ SA z uwagi na cofnięcie pozwu w tym zakresie. Postępowania arbitrażowe zostały zakończone ostatecznymi wyrokami sądu arbitrażowego, od których Energa Obrót SA wniosła nadzwyczajne środki zaskarżenia – skargi o ich uchylenie do Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Skargi zostały prawomocnie oddalone, a od wyroków w tym przedmiocie przysługują skargi kasacyjne. Strony prowadziły rozmowy ugodowe, jednak nie doszły do porozumienia. Energa Obrót SA złożyła wnioski o doręczenie wyroków sądu wraz z uzasadnieniem z dnia 22 października 2020 roku oraz 20 listopada 2020 roku. W dniu 18 stycznia 2021 roku został doręczony wyrok oddalający skargę o uchylenie wyroku częściowego Sądu Arbitrażowego. Skarga kasacyjna nie została złożona. W dniu 24 marca 2021 roku został doręczony wyrok oddalający skargę o uchylenie wyroku końcowego Sądu Arbitrażowego. Skarga kasacyjna nie została złożona.

---

<b>Energa Obrót SA (powód)</b> <b>BORYSZEWO WIND INVEST</b> <b>Sp. z o.o. (pozwany 1),</b> <b>mBank SA (pozwany 2)</b>	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 799/17</i></p> <p><i>Sygnatura w II instancji: VII AGa 8/19</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 10,8 mln zł</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. Strony złożyły odpowiedź na pozew wzajemny i wymieniły się pismami procesowymi. We wrześniu 2018 roku Sąd zamknął przewód sądowy i wydał wyrok oddalający powództwo, na co w dniu 2 listopada 2018 roku Energa Obrót SA złożyła apelację.</p> <p>W dniu 21 grudnia 2018 roku Boryszewo Wind Invest złożyła odpowiedź na apelację, a 28 grudnia 2018 roku - mBank SA. W dniu 10 marca 2021 r. Sąd Apelacyjny w Warszawie wydał wyrok oddalający apelację Energi Obrót SA oraz zasądził na rzecz Boryszewo Wind Invest i mBank po ok. 18,8 tys. zł tytułem zwrotu kosztów procesu. Energa Obrót SA złoży wniosek o doręczenie wyroku z uzasadnieniem.</p>
<b>Energa Obrót SA (powód)</b> <b>JEŻYCZKI WIND INVEST sp.</b> <b>z o.o. (pozwany 1),</b> <b>mBank SA (pozwany 2)</b>	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 805/17</i></p> <p><i>Sygnatura w II instancji: VII AGa 1998/18</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 15,3 mln zł</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. Strony złożyły odpowiedź na pozew wzajemny i wymieniły się pismami procesowymi, następnie odbyła się rozprawa, podczas której w dniu 6 czerwca 2018 roku sąd wydał wyrok oddalający powództwo, na co w dniu 13 lipca 2018 roku Energa Obrót SA wniosła apelację, a następnie, w dniu 17 sierpnia 2018 roku MBANK, a w dniu 31 sierpnia 2018 roku Jeżyczki Wind Invest złożyli odpowiedź na apelację. Sąd II instancji wydał wyrok oddalający apelację Energi Obrót SA. Spółka złożyła wniosek o doręczenie wyroku z uzasadnieniem. W dniu 29 marca 2021 roku Energa Obrót SA wniosła skargę kasacyjną. Pozwani złożyli odpowiedź na skargę kasacyjną.</p>
<b>Energa Obrót SA (powód)</b> <b>WIND INVEST sp. z o.o.,</b> <b>(pozwany 1),</b> <b>mBank SA (pozwany 2)</b>	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 798/17</i></p> <p><i>Sygnatura w II instancji: VII AGa 1004/19</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 15,2 mln zł</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. Ogłoszenie wyroku nastąpiło w dniu 19 września 2019 roku. Sąd oddalił powództwo Energi Obrót SA. W dniu 27 listopada 2019 roku Energa Obrót SA złożyła apelację. W dniu 19 listopada 2020 roku odbyła się rozprawa apelacyjna – apelacja Energa Obrót SA została oddalona. W dniu 24 listopada 2020 roku Energa Obrót SA złożyła wniosek o doręczenie wyroku wraz z uzasadnieniem. W dniu 22 marca 2021 roku Energa Obrót SA wniosła skargę kasacyjną. Pozwani złożyli odpowiedź na skargę kasacyjną.</p>
<b>Energa Obrót SA (powód)</b> <b>STARY JAROSŁAW WIND</b> <b>INVEST sp. z o.o. (pozwany 1),</b> <b>mBank SA (pozwany 2)</b>	<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, nastąpiła wymiana pism procesowych oraz przesłuchano świadków. 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 19 marca 2020 roku Stary Jarosław Wind Invest złożył odpowiedź na apelację. W dniu 23 marca 2020 roku mBank złożył odpowiedź na apelację.</p> <p>W dniu 8 października 2020 r. odbyła się rozprawa apelacyjna, podczas której strony podtrzymały swoje stanowiska. Sąd zamknął rozprawę i odroczył ogłoszenie wyroku do 26 października 2020 roku. Termin ten następnie został zniesiony. Nowy termin został wyznaczony na 15 kwietnia 2021 roku.</p> <p>W dniu 15 kwietnia 2021 r. Sąd II instancji wydał wyrok oddalający apelację Energi Obrót SA. Energa Obrót SA złożyła wniosek o doręczenie wyroku z uzasadnieniem.</p>
<b>Energa Obrót SA (powód)</b> <b>KRUPY WIND INVEST sp.</b> <b>z o.o. (pozwany 1), mBank SA</b> <b>(pozwany 2)</b>	<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 toczy się aktualnie przed sądem II instancji. Sprawa została zakończona przed sądem I instancji wyrokiem oddalającym powództwo Spółki. W dniu 2 lipca 2019 r. Energa Obrót SA złożyła apelację. Rozprawa apelacyjna wyznaczona na 17 kwietnia 2020 r., z uwagi na stan epidemii została przeniesiona na 27 sierpnia 2020 r. Podczas rozprawy sąd zamknął przewód sądowy. W dniu 15 września 2020 r. sąd wydał wyrok</p>



	<p>oddalający apelację Energi Obrót SA. Wyrok wraz z uzasadnieniem został doręczony Energa Obrót SA w dniu 30 października 2020 roku. W dniu 30 grudnia 2020 roku Energa Obrót SA złożyła skargę kasacyjną. Pozwani złożyli odpowiedź na skargę kasacyjną.</p>
<p><b>Energa Obrót SA</b> (powód/pozwany wzajemny) <b>"EW CZYZEWO" sp. z o.o.</b> (pozwany 1/powód wzajemny), <b>BANK BGŻ BNP PARIBAS SA</b> (pozwany 2)</p>	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 736/17</i> <i>Sygnatura w II instancji: I AGa 56/19</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 3,9 mln zł</i></p> <p>Sprawa zakończyła się przed sądem I instancji. Sąd wydał wyrok oddalający powództwo o ustalenie i zasądzający kary umowne. Energa Obrót SA wniosła apelację od wyroku. W dniach 23 lipca i 28 października 2019 r. odbyły się rozprawy apelacyjne. Ogłoszenie wyroku nastąpiło 28 listopada 2019 r. Od wyroku została wniesiona skarga kasacyjna. W dniu 8 lipca 2020 roku doręczono odpowiedź BGŻ BNP, a w dniu 10 lipca 2020 roku odpowiedź EW Czyżewo na skargę kasacyjną.</p>
<p><b>Energa Obrót SA (powód)</b> <b>ELEKTROWNIA WIATROWA</b> <b>EOL sp. z o.o. (pozwany 1),</b> <b>BANK ZACHODNI WBK SA</b> (pozwany 2)</p>	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XXVI GC 712/17</i> <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 (21 lutego 2020 r.). W dniu 7 lipca 2020 r. Energa Obrót SA złożyła apelację. W dniu 24 września 2020 roku EW EOL i Santander (dawniej Bank Zachodni WBK) złożyli odpowiedź na apelację. W dniu 25 czerwca 2021 roku Sąd Apelacyjny wydał wyrok oddalający apelację Energa Obrót SA. W dniu 29 czerwca 2021 roku Energa Obrót SA złożyła wniosek o doręczenie wyroku z uzasadnieniem.</p>
<p><b>Energa Obrót SA (powód)</b> <b>WIELKOPOLSKIE</b> <b>ELEKTROWNIE WIATROWE</b> <b>sp. z o.o. (pozwany 1),</b> <b>BANK BGŻ BNP PARIBAS SA</b> (pozwany 2)</p>	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 735/17</i> <i>Sygnatura w II instancji: I AGa 74/19</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 3 mln zł</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. Sprawa została zamknięta przed sądem I instancji. Strony podjęły rozmowy ugodowe jednak do zawarcia ugody nie doszło. W dniu 5 sierpnia 2020 r. Energa Obrót SA złożyła skargę kasacyjną. We wrześniu 2020 roku Wielkopolskie Elektrownie Wiatrowe oraz BNP Paribas złożyły odpowiedź na skargę kasacyjną.</p>
<p><b>Energa Obrót SA (powód)</b> <b>"EW KOŻMIN" sp. z o.o.</b> (pozwany 1), <b>BANK BGŻ BNP PARIBAS SA</b> (pozwany 2)</p>	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 738/17</i> <i>Sygnatura w II instancji: I AGa 21/19</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 2,8 mln zł</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew.</p> <p>Sprawa została zakończona przed sądem I instancji. Pozwana farma wiatrowa złożyła p-ko Spółce powództwo wzajemne o zapłatę kar umownych. W dniu 30 sierpnia 2018 r. sąd wydał wyrok oddalający powództwo o ustalenie i zasądzający kary umowne. Energa Obrót SA złożyła apelację. W dniu 24 czerwca 2020 r. 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 10 sierpnia 2020 r. doręczono wyrok z uzasadnieniem. W dniu 12 października 2020 roku Energa Obrót SA złożyła skargę kasacyjną. W dniu 9 listopada 2020 roku EW Koźmin sp. z o.o., a następnie w dniu 10 listopada 2020 roku Bank BGŻ BNP Paribas S.A. złożyły odpowiedź na skargę kasacyjną.</p>
<p><b>Wielkopolskie Elektrownie</b> <b>Wiatrowe sp. z o.o. (powód),</b> <b>Energa Obrót SA (pozwany)</b></p>	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 719/19</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 6,1 mln zł</i></p> <p>17 października 2019 roku Energa Obrót SA złożyła odpowiedź na pozew. Sąd I instancji w dniu 4 marca 2021 roku wydał wyrok uwzględniający część roszczenia, tj. zasądzający od Energa Obrót SA na rzecz WEW kwotę 2.449.632,93 zł wraz z odsetkami ustawowymi oraz kosztami procesu (35.435,09 zł). W pozostałym zakresie, czyli co do ponad połowy dochodzonego roszczenia powództwo zostało oddalone. W uzasadnieniu sąd wskazał, że roszczenie o zapłatę kar umownych za niewykonywanie CPA jest uzasadnione, niemniej kary powinny podlegać znacznemu miarkowaniu, do wysokości rzeczywiście poniesionej szkody.</p> <p>Wyrok nie jest prawomocny. W dniu 5 marca 2021 roku został złożony wniosek o sporządzenie pisemnego uzasadnienia wyroku. Energa Obrót SA nie złożyła apelacji od wyroku. W dniu 20 maja 2021 roku Wielkopolskie Elektrownie Wiatrowe Sp. z o.o. złożyła apelację zaskarżając wyrok w części</p>

	(domagając się zasądzenia kar umownych do 75% ich wysokości wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie od poszczególnych kwot).
<b>Elektrownia Wiatrowa Zonda sp. z o.o. (powód), Energia Obrót SA (pozwany)</b>	<i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 735/19</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 2,1 mln zł</i> Energia Obrót SA złożyła odpowiedź na pozew. 31 stycznia 2020 roku odbyło się posiedzenie przygotowawcze, następnie w dniach 13-14 lipca 2020 roku odbyły się rozprawy. W dniu 17 sierpnia 2020 roku sąd wydał wyrok uwzględniający powództwo Zonda Sp. z o.o. W dniu 18 sierpnia 2020 roku Energia Obrót SA złożyła wniosek o doręczenie wyroku z uzasadnieniem, a następnie w dniu 29 października 2020 roku złożyła apelację. Odpowiedź na apelację wpłynęła 4 stycznia 2021 roku. Termin rozprawy został wyznaczony na 28 kwietnia 2021 roku. W dniu 17 maja 2021 roku sąd wydał wyrok oddalający apelację Energia Obrót SA. W dniu 21 maja 2021 roku Energia Obrót SA złożyła wniosek o doręczenie wyroku z uzasadnieniem. W dniu 29 czerwca 2021 roku doręczono wyrok z uzasadnieniem.
<b>Elektrownia Wiatrowa EOL sp. z o.o. (powód), Energia Obrót SA (pozwany)</b>	<i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 740/19</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 6,8 mln zł</i> W dniu 20 sierpnia 2019 roku Elektrownia Wiatrowa EOL wniosła pozew o zapłatę przez Energię Obrót SA kar umownych z tytułu niewykonania przez Energię Obrót SA umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA). Sprawa jest na etapie I instancji. Energia Obrót SA złożyła odpowiedź na pozew. Postępowanie obecnie jest zawieszona.
<b>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)</b>	<i>Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy</i> <i>Sygnatura IX GC 1263/20</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: łącznie ok. 56,6 mln zł</i> Powództwa o zapłatę odszkodowań z tytułu niewykonania przez Energię Obrót SA umów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA) W dniu 30 grudnia 2020 roku Powodowie złożyli pozew, który został doręczony do Energia Obrót SA w dniu 12 lutego 2021 roku wraz ze zobowiązaniem do złożenia odpowiedzi na pozew w terminie 60 dni. Odpowiedź na pozew została udzielona dnia 13 kwietnia 2021 roku. W dniu 16 czerwca 2021 roku Powodowie złożyli replikę na odpowiedź na pozew.
<b>Spółki Grupy Wind Invest: Boryszewo Wind Invest, Dobiesław Wind Invest, Gorzyca Wind Invest, Krupy Wind Invest, Nowy Jarosław Wind Invest, Pękanino Wind Invest (powodowie) Energia Obrót SA (pozwany)</b>	<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> Powództwa o zapłatę odszkodowań z tytułu szkody, którą spółki poniosły na skutek niezawarcia przez Energię 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 Energia Obrót SA była zobowiązana zapłacić. Dnia 13 kwietnia 2021 roku została udzielona odpowiedź na pozew wraz z wnioskiem o zawieszenie postępowania. W dniu 24 maja 2021 roku powodowie złożyli pismo przygotowawcze.

### 8.3. Sytuacja kadrowo-płacowa

#### Zatrudnienie

Łączne zatrudnienie w ramach umów o pracę w Grupie Energia na dzień 30 czerwca 2021 roku wyniosło 9 693 pracowników, podczas gdy na koniec ubiegłego roku kształtowało się na poziomie 9 731 pracowników. Główną przyczyną zmiany w poziomie zatrudnienia w I półroczu br. (spadek o 38 osób) jest rotacja naturalna oraz przesunięcie w czasie realizacji zaplanowanych rekrutacji.

## Spory zbiorowe i zwolnienia grupowe

### Zwolnienia grupowe

W I półroczu 2021 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 2021 roku działalność związkową prowadziło 33 organizacje związkowe. Uzwiązkowienie w Grupie Energa, wg stanu na dzień 30.06.2021 roku wyniosło 61,6%. Do związków zawodowych należało ok. 5,9 tysiąca osób.

Na koniec czerwca 2021 roku w Grupie Energa aktywne są dwa spory zbiorowe, które znajdują się obecnie na etapie mediacji:

1. Spór zbiorowy prowadzony u pracodawcy ENERGA Logistyka Sp. z o.o. dotyczący żądań sporowych zgłoszonych przez stronę związkową w dniu 24 września 2020 r. (żądania MOZ NSZZ Solidarność przy EOP O. Płock) oraz w dniu 30 września 2020 r. (żądania Międzyzakładowego Związku Zawodowego Pracowników Energetyki Płockiej). Żądania dotyczyły:
  - a. zawarcia nowego układu, przy czym układ ten miałby gwarantować prawa pracowników na poziomie nie gorszym niż obecnie obowiązujący,
  - b. względnie porozumienia się z organizacjami związkowymi w przedmiocie cofnięcia dokonanego wypowiedzenia postanowień układu.
2. Spór zbiorowy prowadzony u pracodawcy ENERGA-OPEATOR SA Oddział w Płocku dotyczący żądań sporowych zgłoszonych w dniu 30 września 2020 r. przez Międzyzakładowy Związek Zawodowy Pracowników Energetyki Płockiej oraz żądań zgłoszonych w październiku 2020 r. przez MOZ NSZZ Solidarność przy EOP O. Płock oraz NSZZ ENERGETYK. Żądania dotyczyły:
  - a. zawarcia nowego układu, przy czym układ ten miałby gwarantować prawa pracowników na poziomie nie gorszym niż obecnie obowiązujący,
  - b. względnie porozumienia się z organizacjami związkowymi w przedmiocie cofnięcia dokonanego wypowiedzenia postanowień układu.

## OŚWIADCZENIE I INFORMACJA ZARZĄDU

Gdańsk, 11 sierpnia 2021 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 z działalności Grupy Kapitałowej Energa zawiera prawdziwy obraz rozwoju i osiągnięć oraz sytuacji Grupy Kapitałowej, w tym opis podstawowych ryzyk i zagrożeń;
- (2) KPMG Audyt spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k., 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 2021 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

Iwona Waksmundzka-Olejniczak

p.o. Prezesa Zarządu Energi SA, Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Korporacyjnych

Marek Kasicki

Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Finansowych

Adriana Sikorska

Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Komunikacji

Dominik Wadecki

Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Operacyjnych

Magdalena Kamińska

Dyrektor Departamentu Finansów

## Spis tabel

Tabela 1: Stan realizacji programu inwestycyjnego za 6 miesięcy 2021 roku .....	14
Tabela 2: Średnie poziomy cen zielonych praw majątkowych notowanych na Towarowej Gieldzie Energii .....	23
Tabela 3: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę .....	24
Tabela 4: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę .....	26
Tabela 5: Skonsolidowane sprawozdanie z zysków lub strat (mln zł) .....	30
Tabela 6: Poziom EBITDA skorygowany o wpływ istotnych zdarzeń jednorazowych* (mln zł) .....	32
Tabela 7: Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł) .....	33
Tabela 8: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł) .....	35
Tabela 9: Wskaźniki finansowe Grupy Energa .....	36
Tabela 10: Wyniki EBITDA Grupy Energa w podziale na Linie Biznesowe (mln zł) .....	39
Tabela 11: Dystrybucja energii elektrycznej według grup taryfowych (GWh) .....	39
Tabela 12: Wielkość wskaźników SAIDI i SAIFI .....	40
Tabela 13: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł) .....	41
Tabela 14: Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh) .....	42
Tabela 15: Produkcja ciepła brutto (TJ) .....	43
Tabela 16: Wolumen i koszt zużycia kluczowych paliw * .....	43
Tabela 17: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa (mln zł) .....	44
Tabela 18: EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie w podziale na Obszary Wytwarzania (mln zł) .....	45
Tabela 19: Wyniki Obszaru Wytwarzania Woda (mln zł) .....	46
Tabela 20: Wyniki Obszaru Wytwarzania Wiatr (mln zł) .....	46
Tabela 21: Wyniki Obszaru Wytwarzania Elektrownia w Ostrołęce (mln zł) .....	46
Tabela 22: Wyniki Obszaru Wytwarzania Pozostałe i korekty (mln zł) .....	47
Tabela 23: Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż (GWh) .....	47
Tabela 24: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż Grupy Energa (w mln zł) .....	48
Tabela 25: Najistotniejsze ryzyka strategiczne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy .....	52
Tabela 26: Najistotniejsze ryzyka prawno-regulacyjne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy .....	54
Tabela 27: Najistotniejsze ryzyka operacyjne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy .....	55
Tabela 28: Najistotniejsze ryzyka finansowe zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy .....	56
Tabela 29: Akcje Spółki według serii i rodzajów na dzień 30 czerwca 2021 roku .....	60
Tabela 30: Struktura akcjonariatu Spółki Energa według stanu na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania .....	60
Tabela 31: Dane dotyczące akcji Spółki Energa na dzień 30 czerwca 2021 roku .....	60
Tabela 32: Nominalna wartość objętych przez Energe SA i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów według stanu na dzień 30 czerwca 2021 roku .....	65
Tabela 33: Informacja na temat działalności poręczeniowej i gwarancyjnej Spółki Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2021 roku .....	66
Tabela 34: Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej .....	68

## Spis rysunków

Rysunek 1: Lokalizacja działalności i główne aktywa Grupy .....	6
Rysunek 2: Uproszczony schemat struktury organizacyjnej Grupy Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2021 roku .....	7
Rysunek 3: Roczna dynamika PKB, popytu krajowego, spożycia indywidualnego i inwestycji .....	18
Rysunek 4: Produkcja energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2021 roku (TWh) .....	20
Rysunek 5: Zużycie energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2021 roku (TWh) .....	20
Rysunek 6: Miesięczne wolumeny wymiany międzysystemowej w Polsce w I półroczu 2021 roku (TWh) .....	21
Rysunek 7: Ceny energii na rynku SPOT w Polsce i wybranych krajach sąsiadujących w I półroczu 2021 roku (zł/MWh) .....	21
Rysunek 8: Indeks TGeBase w I półroczu 2021 roku (PLN/MWh) .....	22
Rysunek 9: Cena kontraktu terminowego pasmo z dostawą na 2022 rok w I półroczu 2021 roku .....	22
Rysunek 10: Ceny uprawnień EUA w I półroczu 2021 roku (Euro/tona) .....	23

Rysunek 11: Zestawienie cen na rynku bilansującym i rynku SPOT (giełda) w I półroczu 2021 roku (PLN/MWh) .....	24
Rysunek 12: Czynniki istotne dla rozwoju Grupy Energa w perspektywie kolejnego kwartału .....	28
Rysunek 13: EBITDA bridge w podziale na linie biznesowe (mln zł) .....	31
Rysunek 14: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł) .....	35
Rysunek 15: Struktura aktywów i pasywów .....	36
Rysunek 16: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja Grupy Energa (mln zł) .....	40
Rysunek 17: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł) .....	41
Rysunek 18: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa (mln zł) .....	44
Rysunek 19: EBITDA bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie (w mln zł) .....	45
Rysunek 20: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż Grupy Energa (w mln zł) .....	48
Rysunek 21: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Sprzedaż (w mln zł) .....	49
Rysunek 22: Proces zarządzania ryzykiem obowiązujący w Grupie Energa .....	51
Rysunek 23: Zmiana kursu akcji Energi SA w porównaniu do zmian indeksów WIG, WIG30 i WIG-ENERGIA .....	61

## 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 Energe na lata 2017-2020, z perspektywą 2025+.
CO <sub>2</sub>	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. European Union), UE	Unia Europejska.
EUR	Euro, waluta stosowana w krajach należących do strefy euro Unii Europejskiej.
GPW	Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie SA

Grupa Kapitałowa Energa, Grupa Energa, Grupa Energa, Grupa, Energa	Grupa kapitałowa zajmująca się dystrybucją obrotem i wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepłej. Prowadzi również działalność związaną z oświetleniem ulicznym, projektowaniem, zaopatrzeniem materialowym, wykonawstwem sieciowym i transportem specjalistycznym oraz usługami hotelowymi i informatycznymi.
Grupa taryfowa	Grupa odbiorców pobierających Energię elektryczną lub ciepło lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w Energię elektryczną lub ciepło, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania.
GUS	Główny Urząd Statystyczny.
GW	Gigawat, jednostka mocy w układzie SI, 1 GW = 10 <sup>9</sup> W.
GWe	Gigawat mocy elektrycznej.
GWh	Gigawatogodzina.
IRS (ang. Interest Rate Swap)	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 <sup>6</sup> W.
MWe	Megawat mocy elektrycznej.
MWh	Megawatogodzina.
MWt	Megawat mocy ciepłej.
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 szczątek 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 dostawę 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. 9I Prawa Energetycznego, potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji wytwarzanej w: (i) jednostce kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW (tzw. żółty certyfikat), (ii) jednostce kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (tzw. fioletowy certyfikat), albo (iii) w innej jednostce kogeneracji (tzw. czerwony certyfikat).
Świadectwo pochodzenia ze źródeł odnawialnych, zielony certyfikat	Dokument wydawany przez Prezesa URE zgodnie z art. 9e Prawa Energetycznego, potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii (tzw. zielony certyfikat).
Taryfa G	Grupa taryfowa dla odbiorców indywidualnych – gospodarstw domowych.
Towarowa Giełda Energii, TGE	Towarowa Giełda Energii SA, giełda towarowa na której przedmiotem obrotu są towary giełdowe dopuszczone do obrotu na giełdzie, tj. Energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, gaz wydobywczy, limity wielkości emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od ceny energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń.
TPA (ang. <i>Third Party Access</i> )	Zasada 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 <sup>9</sup> 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.