



Sprawozdanie Zarządu Energi SA z działalności Grupy Kapitałowej Energa w I półroczu 2020 roku

Gdańsk, dnia 29 lipca 2020 roku

Spis treści

1. PODSUMOWANIE	3
2. PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE ENERGA	6
2.1. Charakterystyka działalności Grupy	6
2.2. Struktura Grupy	7
2.3. Najważniejsze zdarzenia w I półroczu 2020 roku i po dniu bilansowym	8
2.4. Działalność innowacyjna	13
2.5. Nakłady inwestycyjne i realizacja kluczowych projektów	14
2.6. Nagrody i wyróżnienia	17
3. OTOCZENIE REGULACYJNO-BIZNESOWE	19
3.1. Sytuacja makroekonomiczna	19
3.2. Rynek energii elektrycznej w Polsce	20
3.3. Otoczenie regulacyjne	26
3.4. Czynniki wpływu na wyniki Grupy Energa w perspektywie co najmniej jednego kwartału	27
4. SYTUACJA FINANSOWO-MAJATKOWA GRUPY ENERGA	29
4.1. Zasady sporządzenia rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	29
4.2. Omówienie wielkości ekonomiczno-finansowych ujawnionych w rocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym	29
4.3. Charakterystyka struktury aktywów i pasywów skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji	36
4.4. Opis istotnych pozycji pozabilansowych	37
4.5. Prognozy wyników finansowych	37
5. DZIAŁALNOŚĆ SEGMENTÓW GRUPY ENERGA	39
5.1. Linia Biznesowa Dystrybucja	39
5.1.1. Działalność biznesowa i operacyjna	39
5.1.2. Wyniki finansowe	40
5.2. Linia Biznesowa Wytwarzanie	41
5.2.1. Działalność biznesowa i operacyjna	43
5.2.2. Wyniki finansowe	44
5.3. Linia Biznesowa Sprzedaż	48
5.3.1. Działalność biznesowa i operacyjna	48
5.3.2. Wyniki finansowe	48
6. ZARZĄDZANIE RYZYKIEM	53
6.1. Zintegrowany System Zarządzania Ryzykiem w Grupie Energa	53
6.2. Opis istotnych czynników i ryzyk	54
7. AKCJE I AKCJONARIAT	60
7.1. Struktura akcjonariatu Spółki Energa	60
7.2. Notowania akcji Spółki na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie	61
7.3. Oceny ratingowe	62
8. POZOSTAŁE INFORMACJE O GRUPIE	64
8.1. Informacje o istotnych umowach	64
8.2. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	64
8.3. Sytuacja kadrowo-płacowa	75
OŚWIADCZENIE I INFORMACJA ZARZĄDU	76
Spis tabel	77
Spis rysunków	77

1. PODSUMOWANIE

GRUPA ENERGA W I PÓŁROCZU 2020 ROKU



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

Wyniki finansowe

Przychody	EBITDA	Marża EBITDA
6 145 mln zł	1 055 mln zł	17,2%

Odnawialne źródła energii

Moc zainstalowana	Produkcja OZE	
539 MWe	750 GWh	<p>Wiatr 45% EI. przepływowe 38% Biomasa 16% PV 1%</p>

Dane operacyjne

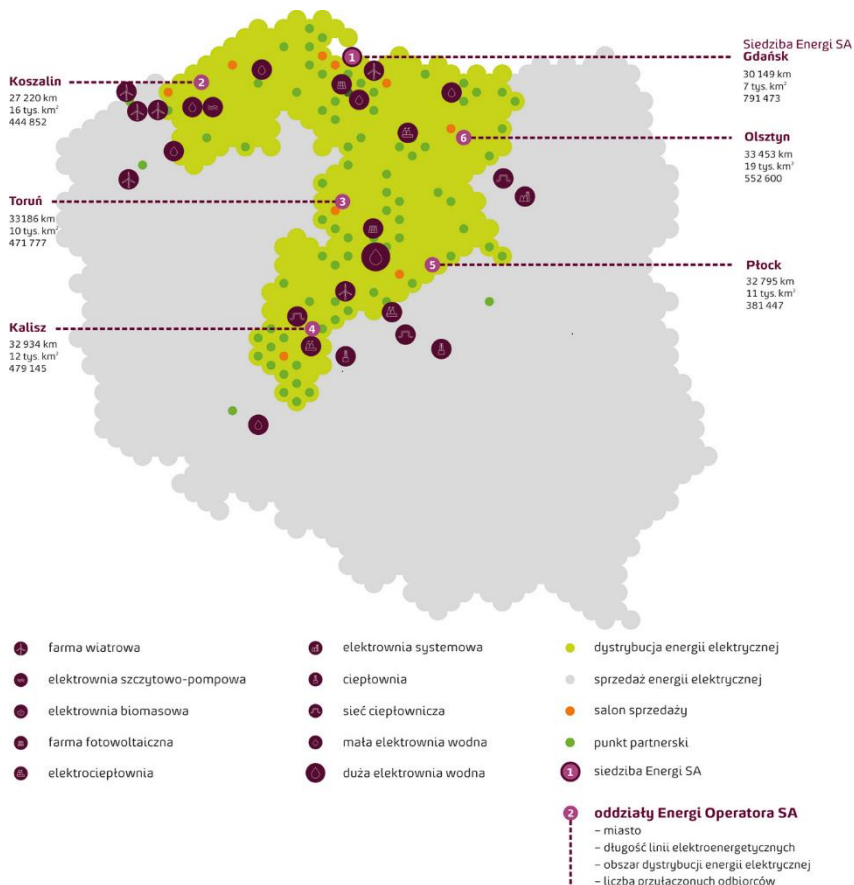
Wolumen dostarczonej energii	Produkcja ee brutto	Sprzedaż detaliczna ee
10,7 TWh	1,4 TWh	9,3 TWh




Niezbędnik inwestora

Kapitalizacja*	Cena akcji*	Członek indeksów	Rating Fitch Energi
3,4 mld zł	8,14 zł	WIG WIG30 MWIG40 WIG-Energia WIG ESG	BBB-

* Na koniec I półrocza 2020 roku

Kluczowe zasoby		
Sieć dystrybucji	Moc zainstalowana	Liczba pracowników
191 tys. km 	1,38 GWe z czego 39% stanowią OZE 	9,9 tys. 



Kluczowe Linie Biznesowe		
Dystrybucja	Wytwarzanie	Sprzedaż
		
EBITDA: 940 mln zł	EBITDA: 98 mln zł	EBITDA: 52 mln zł

Inwestycje			
815 mln zł	Nowi klienci	Modernizacja linii WN, ŚN i NN	Nowe źródła OZE
Z czego Dystrybucja: 579 mln zł	29 tys.	1 418 km	251 MW



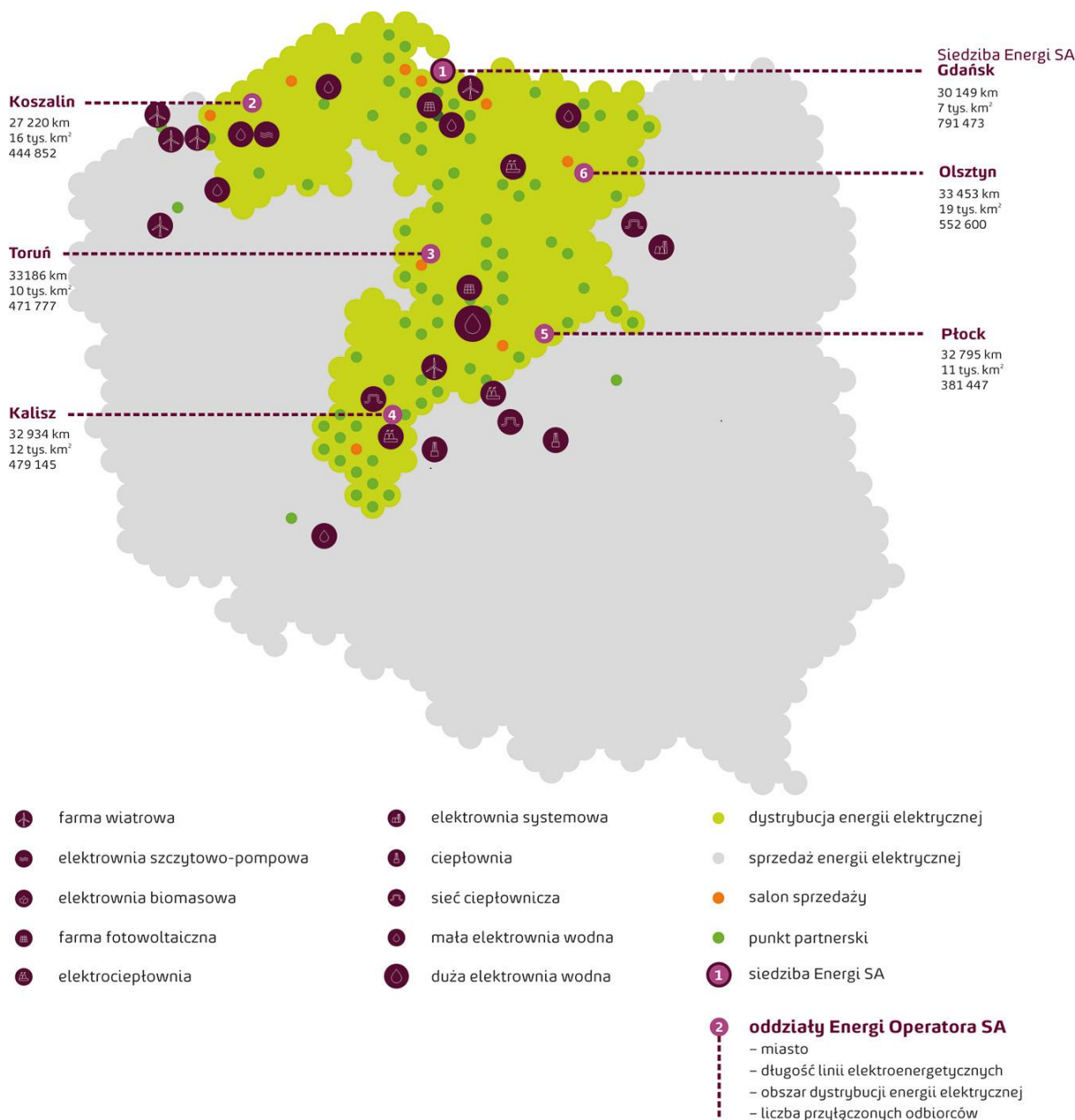
Elektrownia Wodna Żelkowo

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 Energi obejmuje dystrybucję, wytwarzanie oraz obrót energią elektryczną i ciepłą, a koncentruje się w następujących liniach biznesowych:

Linia Biznesowa Dystrybucja to podstawowa dla rentowności Grupy Linia Biznesowa zajmująca się dystrybucją energii elektrycznej, która jest w Polsce działalnością regulowaną, prowadzoną w oparciu o taryfy zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Funkcję Podmiotu Wiodącego Linii pełni spółka Energi Operator SA. Grupa Energi 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 184 tys. to klienci TPA (ang. Third Party Access). Na koniec I półrocza 2020 roku

łącna długość linii energetycznych eksploatowanych przez Grupę wynosiła 191 tys. km i obejmowała swoim zasięgiem obszar blisko 75 tys. km², co stanowiło około 24% powierzchni kraju.

Linia Biznesowa Wytwarzanie działa w oparciu o cztery Obszary Wytwarzania: Elektrownia w Ostrołęce, Woda, Wiatr i Pozostałe (w tym kogeneracja - CHP). Całkowita zainstalowana moc wytwórcza w elektrowniach Grupy wynosiła na koniec I półrocza 2020 roku około 1,38 GW. Podmiotem wiodącym Linii Biznesowej jest spółka Energa OZE SA.

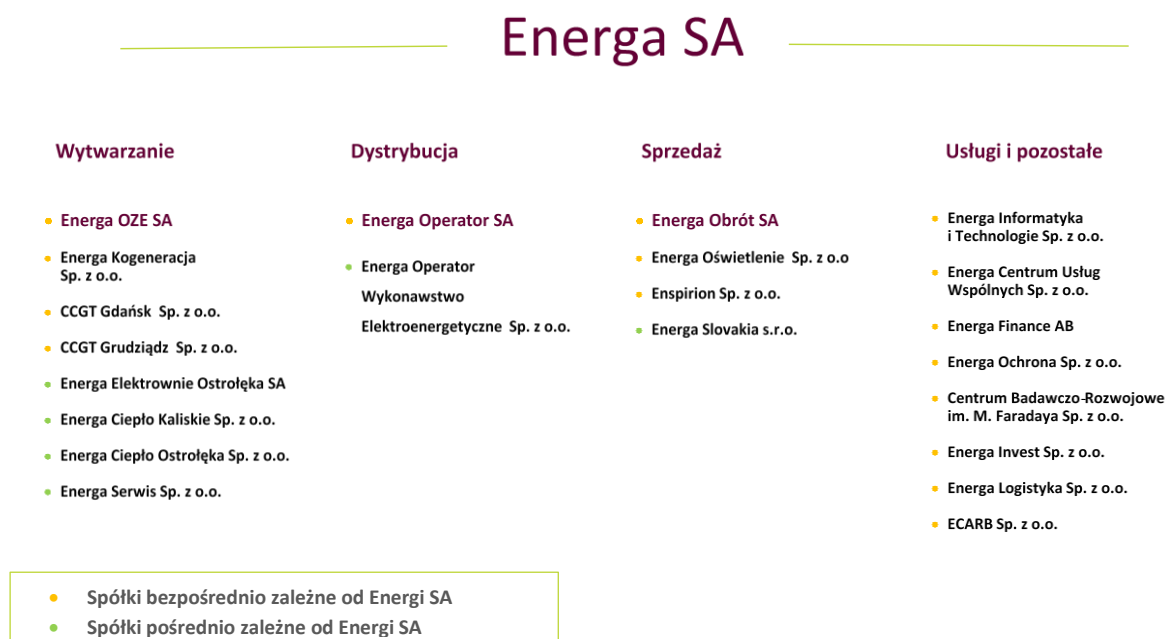
Grupa Energa zawdzięcza wiodącą pozycję pod względem udziału energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych w energii wytworzonej ogółem, głównie dzięki produkcji energii w hydroelektrowniach i elektrowniach wiatrowych. Zielona energia powstaje w 46-ciu elektrowniach wodnych, 6-ciu farmach wiatrowych, a także w instalacjach spalających biomasę (w spółce Energa Elektrownie Ostrołęka oraz 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 oraz w ramach pakietów do wszystkich segmentów klientów - od przemysłu poprzez duży, średni i mały biznes, a na gospodarstwach domowych kończąc. Na koniec I półrocza 2020 roku, Grupa Energa obsługiwała około 3,1 mln odbiorców, z czego przeszło 2,8 mln stanowili klienci taryfy G, a na pozostałą część składali się klienci grup taryfowych: C, B i A, w porządku malejącym.

2.2. Struktura Grupy

Na dzień 30 czerwca 2020 roku w skład Grupy Energa, łącznie z podmiotem dominującym – spółką Energa SA („Energa”, „Spółka”) wchodziły 23 spółki.

Rysunek 2: Uproszczony schemat struktury organizacyjnej Grupy Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2020 roku



Dodatkowo, na dzień 30 czerwca 2020 roku Grupa posiadała udziały we wspólnych przedsięwzięciach - Polska Grupa Górnicza SA („PGG”), Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. (dawniej Elektrownia Ostrołęka SA) oraz w jednostkach stowarzyszonych - Polimex-Mostostal S.A. („Polimex”) oraz ElectroMobility Poland SA.

Ważniejsze zmiany w strukturze i organizacji Grupy

W dniu 30 kwietnia 2020 roku PKN ORLEN S.A. ("PKN ORLEN"), w wyniku rozliczenia transakcji nabycia akcji objętych zapisami w ramach Wezwania do zapisywania się na sprzedaż wszystkich akcji wyemitowanych przez Energeę, zwiększył swój udział w kapitale zakładowym Spółki oraz w ogólnej liczbie głosów w Spółce odpowiednio do poziomu 80,01% i 85,20%.

Energa Ciepło Ostrołęka

W dniu 24 marca 2020 roku spółka Energa Elektrownie Ostrołęka podpisała umowę kupna udziałów spółki Energa Ciepło Ostrołęka od spółki Energa Kogeneracja. Wartość transakcji wyniosła 37 mln zł.

Energa Serwis

W dniu 28 kwietnia 2020 roku Energa Elektrownie Ostrołęka podpisała umowę kupna 4 tys. udziałów w Energa Serwis sp. z o.o. od Energa SA. Łączna nominalna wartość udziałów wyniosła 2 mln zł i stanowiły one 14,08% kapitału zakładowego spółki.

ECARB

Spółka została zarejestrowana w Krajowym Rejestrze Sądowym w dniu 4 maja 2020 roku. Głównym przedmiotem faktycznie wykonywanej działalności jest pozostała finansowa działalność usługowa, obsługa pakietu akcji Polskiej Grupy Górniczej S.A. pod kątem opracowania strategii oraz analiz niezbędnych do wykonywania czynności oraz praw i obowiązków wynikających z posiadania akcji PGG.

W dniu 11 maja 2020 roku spółka Energa OZE podpisała umowę kupna 1 275 udziałów w ECARB sp. z o.o. od Energa SA. Łączna nominalna wartość udziałów wyniosła 63,7 tys. zł i stanowiły one 35,40% kapitału zakładowego spółki.

2.3. Najważniejsze zdarzenia w I półroczu 2020 roku i po dniu bilansowym

Wyniki Wezwania do zapisywania się na sprzedaż akcji Spółki, ogłoszonego 5 grudnia 2019 roku przez PKN ORLEN S.A.

W dniu 28 stycznia 2020 roku Zarząd Energi przyjął, na podstawie art. 80 Ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych, stanowisko dotyczące ogłoszonego przez PKN ORLEN S.A. w dniu 5 grudnia 2019 roku Wezwania do zapisywania się na sprzedaż wszystkich akcji Energa SA, w którym Zarząd stwierdził, że cena akcji proponowana w Wezwaniu znajduje się w zakresie oszacowanej wartości godziwej akcji Spółki.

Zarząd Spółki swoje stanowisko przyjął na podstawie spółki opinii Deloitte Advisory sp. z o.o. spółka komandytowa oraz informacji z Wezwania.

Rozpoczęcie przyjmowania zapisów na akcje w Wezwaniu nastąpiło w dniu 31 stycznia 2020 roku, a zakończenie przyjmowania zapisów na akcje, pierwotnie zaplanowane na dzień 9 kwietnia 2020 roku, nastąpiło 22 kwietnia 2020 roku.

W dniu 15 kwietnia 2020 roku Zarząd PKN ORLEN podjął decyzję o podwyższeniu ceny w Wezwaniu z 7 zł do 8,35 zł za jedną akcję. Podwyższona cena akcji w Wezwaniu została zapłacona za wszystkie akcje Spółki objęte zapisami w całym okresie trwania Wezwania, czyli od 31 stycznia 2020 roku do 22 kwietnia 2020 roku.

W dniu 29 kwietnia 2020 roku Zarząd Spółki Energa SA otrzymał od PKN ORLEN zawiadomienie dotyczące zmiany stanu posiadania przez PKN ORLEN udziału w kapitale zakładowym Spółki oraz w ogólnej liczbie głosów w Spółce, zgodnie z którym w dniu 24 kwietnia 2020 roku PKN ORLEN, w wyniku rozliczenia transakcji nabycia akcji objętych zapisami złożonymi w ciągu pierwszych 70 dni przyjmowania zapisów (tj. do 9 kwietnia 2020 roku łącznie) w ramach Wezwania, zwiększył swój udział

w kapitale zakładowym Spółki oraz w ogólnej liczbie głosów w Spółce odpowiednio do poziomu ok. 8,1% i ok. 6,0%.

W dniu 30 kwietnia Zarząd Spółki Energa otrzymał od spółki PKN ORLEN kolejne zawiadomienie dotyczące zmiany stanu posiadania przez PKN ORLEN udziału w kapitale zakładowym Spółki i w ogólnej liczbie głosów w Spółce, zgodnie z którym w dniu 30 kwietnia 2020 roku PKN ORLEN, w wyniku rozliczenia transakcji nabycia akcji objętych zapisami złożonymi w okresie od 10 kwietnia 2020 roku do 22 kwietnia 2020 roku włącznie w ramach Wezwania, zwiększył swój udział w kapitale zakładowym Spółki oraz w ogólnej liczbie głosów w Spółce odpowiednio do poziomu 80,01% i 85,20%. Jednocześnie Spółka otrzymała od PKN ORLEN zawiadomienie o powstaniu stosunku dominacji pomiędzy PKN ORLEN a Spółką, który jest wynikiem rozliczenia wszystkich transakcji nabycia akcji objętych zapisami złożonymi w ramach Wezwania.

Zawarcie porozumień w sprawie dalszych działań w projekcie Ostrołęka C

W dniu 13 lutego 2020 roku Energa zawarła z Eneą S.A. („Enea”) Porozumienie Dotyczące Dalszych Działań w Projekcie Ostrołęka "C", na podstawie którego obie spółki zawiesiły finansowania projektu budowy nowego bloku węglowego - planowanej elektrowni Ostrołęka C w Ostrołęce o mocy ok. 1 000 MW („Projekt”).

Zawieszenie finansowania nastąpiło w szczególności w związku z potrzebą i na czas przeprowadzenia przez obie spółki analiz w zakresie dalszych działań w Projekcie, w tym jego dalszego finansowania.

W związku z powyższym w dniu 14 lutego 2020 roku Zarząd Energi został poinformowany o przekazaniu przez Elektrownię Ostrołęka sp. z o.o. (spółkę celową realizującą Projekt) generalnemu wykonawcy Kontraktu Budowa Elektrowni Ostrołęka "C" z dnia 12 lipca 2018 roku oraz wykonawcy Umowy - Przebudowa infrastruktury kolejowej dla obsługi Elektrowni Ostrołęka C z dnia 4 października 2019 roku, poleceń zawieszenia wykonywania całości prac związanych z kontraktami, z terminem wejścia w życie zawieszenia w dniu 14 lutego 2020 roku.

W dniu 2 czerwca 2020 roku Zarząd Spółki Energi przyjął raport końcowy z analiz przeprowadzonych we współpracy z Eneą. Wnioski z przeprowadzonych analiz nie uzasadniają kontynuowania realizacji Projektu w dotychczasowej formie, tj. jako projektu budowy elektrowni wytwarzającej energię elektryczną w procesie spalania węgla kamiennego. Na powyższą ocenę wpływ mają m.in.:

- zmiany regulacyjne na poziomie Unii Europejskiej i polityka kredytowa poszczególnych instytucji finansowych, wskazujące na istotnie większą dostępność finansowania dla projektów energetycznych opartych na spalaniu gazu, niż projektów węglowych; oraz
- przejęcie kontroli nad Spółką przez Polski Koncern Naftowy ORLEN, którego strategia nie zakłada inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej w oparciu o spalanie węgla.

Jednocześnie, analiza techniczna potwierdziła możliwość realizacji wariantu budowy elektrowni wytwarzającej energię elektryczną w procesie spalania gazu ziemnego w dotychczasowej lokalizacji budowanego bloku węglowego („Projekt gazowy”).

W konsekwencji powyższego, Zarząd Spółki podjął decyzję o zamiarze kontynuacji budowy jednostki wytwórczej w Ostrołęce z uwzględnieniem zmiany źródła zasilania z węglowego na gazowe.

W dniu 2 czerwca 2020 roku zostało zawarte trójstronne porozumienie pomiędzy Eneą, Eneą oraz PKN ORLEN, określające następujące główne zasady współpracy w Projekcie gazowym:

- z zastrzeżeniami poczynionymi poniżej, kontynuację współpracy Spółki z Eneą w ramach istniejącej spółki celowej, tj. Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. i dokonanie rozliczenia pomiędzy Spółką i Eneą kosztów związanych z Projektem oraz dokonanie rozliczenia z wykonawcami Projektu, według dotychczasowych zasad,
- uwzględnienie ewentualnej roli PKN ORLEN w Projekcie gazowym w charakterze nowego współnika,

- udział Enei w Projekcie gazowym jako współnika mniejszościowego z ograniczonym kwotowo limitem zaangażowania, w konsekwencji czego Enea nie będzie podmiotem współkontrolującym Elektrownię Ostrołęka sp. z o.o.,
- z zastrzeżeniem uzyskania niezbędnych zgód korporacyjnych, zawarcie nowej umowy współników w sprawie realizacji Projektu gazowego uwzględniającej powyższe zasady współpracy,
- realizację działań dla pozyskania finansowania dla Projektu gazowego przez Spółkę wspólnie z PKN ORLEN.

Decyzja o rozpoczęciu procesu zmierzającego do weryfikacji dostępnych opcji strategicznych dotyczących projektów budowy bloków gazowo-parowych (CCGT) zlokalizowanych w Gdańsku i Grudziądzu

W dniu 27 lutego 2020 roku Zarząd Energi podjął uchwałę w sprawie rozpoczęcia procesu zmierzającego do weryfikacji dostępnych opcji strategicznych, w tym przeprowadzenia pogłębionego rozpoznania rynkowego i wystąpienia do podmiotów zewnętrznych celem określenia zainteresowania potencjalnym partnerstwem strategicznym, lub zakupem spółek celowych Spółki realizujących projekty polegające na budowie bloków gazowo-parowych (CCGT) zlokalizowanych w Gdańsku i Grudziądzu: CCGT Gdańsk sp. z o.o. oraz CCGT Grudziądz sp. z o.o.

Decyzje o ugodowym zakończeniu wszelkich sporów dotyczących nieważności umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia pomiędzy Energa Obrót a dwiema z pozwanych farm wiatrowych

W 2020 roku, do czasu publikacji niniejszego raportu półrocznego, spółka zależna Energa Obrót i dwie spośród 22 pozwanych przez Energa Obrót farm wiatrowych (o czym Spółka informowała w raporcie bieżącym nr 37/2017) w sposób polubowny zakończyły wszelkie spory dotyczące umów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (umowy CPA):

- W dniu 27 lutego 2020 roku. Strony ugody postanowiły nie kontynuować współpracy w zakresie nabywania praw majątkowych na podstawie umów kwestionowanych przez Energa Obrót, a warunki, na jakich zawarto ugodę wpływają neutralnie na wynik finansowy Energi Obrotu,
- W dniu 8 maja 2020 roku. Strony ugody uznały współpracę na podstawie umowy kwestionowanej przez Energa Obrót za definitywnie zakończoną, a warunki, na jakich zawarto ugodę wpływają neutralnie na wynik finansowy Energi Obrotu.

Według stanu na koniec czerwca 2020 roku Energa Obrót zawarła 8 ugód z pozwanymi farmami wiatrowymi (z czego 3 ugody w 2019 roku i 2 ugody w 2020 roku). Łączna moc obiektów, których dotyczą zawarte ugody, stanowiła ok. 59% łącznej mocy zainstalowanej wszystkich pozwanych farm wiatrowych.

Zmiany składu osobowego organów Energi

W I połowie 2020 roku miały miejsce zmiany w organach Spółki. Zostały one szczegółowo opisane w nocie 3 Skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2020 roku.

Życiorysy wszystkich członków władz Spółki znajdują się na stronie internetowej: <https://grupa.energa.pl/grupa-energa/wladze>.

Globalna pandemia koronawirusa i jej potencjalny wpływ na działalność Grupy

W dniu 11 marca 2020 roku Światowa Organizacja Zdrowia (WHO) ogłosiła pandemię koronawirusa SARS-CoV-2. W dniu 14 marca 2020 roku ogłoszono na terenie Rzeczypospolitej Polskiej stan zagrożenia epidemicznego, natomiast 20 marca 2020 roku wprowadzono stan epidemii na obszarze całego kraju.

Pandemia koronawirusa SARS-CoV-2 wywołującego chorobę COVID-19 jest zjawiskiem, które niewątpliwie będzie miało ogromny wpływ na globalną gospodarkę oraz na sytuację w kraju.

W obecnych warunkach Grupa identyfikuje następujące ryzyka rynkowe:

- spadek zapotrzebowania na energię elektryczną szczególnie dotyczący klientów końcowych z grup taryfowych A, B i C – Grupa szacuje spadek wolumenu sprzedaży energii do odbiorców końcowych o 5% w stosunku do sytuacji sprzed pandemii;
- konieczność wyprzedaży ze stratą nadmiarowej energii elektrycznej przez Energa Obrót SA z związku ze spadkiem zużycia energii przez odbiorców końcowych,
- pogorszenie dyscypliny płatniczej odbiorców wynikające z pogorszenia ich sytuacji finansowej;
- zmniejszenie efektywności pracy, mogące wynikać z absencji chorobowych, przymusowej kwarantanny oraz wdrożonej reorganizacji pracy, mającej na celu zapobieganie rozprzestrzeniania się wirusa, w tym poprzez wykorzystanie pracy zdalnej;
- konieczność wniesienia przez spółkę Energa Obrót SA kolejnych zabezpieczeń transakcji zakupu do Izby Rozliczeniowej Giełd Towarowych S.A. („IRGiT”) w ramach uzupełniania depozytów zabezpieczających, co może być bezpośrednim efektem spadku cen energii elektrycznej. Należy jednak nadmienić, iż w ramach wprowadzania przez Rząd RP działań osłonowych w związku z pandemią, mających m.in. zabezpieczyć ryzyko płynności spółek handlujących na Towarowej Giełdzie Energii, zostało zaimplementowane szersze spektrum narzędzi umożliwiających wnoszenie niepieniężnych zabezpieczeń na IRGiT. Środki zaradcze wprowadzone ustawą mają funkcjonować do końca III kwartału 2020 roku.

Grupa szacuje, że negatywny wpływ powyższych czynników ryzyka na wynik EBITDA Grupy za I półrocze 2020 roku wyniósł około 95 mln zł.

Należy jednak zauważyć, iż dynamika wydarzeń związanych z epidemią koronawirusa sprawia, że prognozowanie skutków gospodarczych obarczone jest dużym ryzykiem przyjęcia błędnych założeń. Grupa posiada możliwości skutecznego przeciwdziałania mogącym wystąpić niekorzystnym zjawiskom, zarówno w krótkim, średnim, jak i w długim horyzoncie czasowym. Ryzyka związane z możliwym obniżeniem przychodów oraz ich terminową ściągalnością, przy jednoczesnej konieczności wywiązywania się ze zobowiązań kredytowych, będą mitygowane stosownym ograniczeniem kosztów oraz wydatków inwestycyjnych.

W związku z powyższym nie występują przesłanki świadczące o zagrożeniu kontynuacji prowadzonej przez Grupę działalności gospodarczej.

Pokrycie straty netto za 2019 rok

W dniu 28 maja 2020 roku Zarząd Energi podjął decyzję, iż zarekomenduje Walnemu Zgromadzeniu Energa SA pokrycie straty netto Spółki za rok obrotowy 2019 w wysokości 374 mln zł z kapitału zapasowego.

W dniu 1 czerwca 2020 roku Rada Nadzorcza Spółki pozytywnie zaopiniowała rekomendację Zarządu Spółki w sprawie pokrycia straty netto Spółki za 2019 rok. Rekomendacja Zarządu wraz z opinią Rady Nadzorczej została przedłożona Walnemu Zgromadzeniu, które w dniu 29 czerwca 2020 roku podjęło decyzję o pokryciu straty w całości z kapitału zapasowego Spółki.

Obniżenie ratingu spółki Energa SA przez agencję Fitch Ratings

W dniu 29 maja 2020 agencja ratingowa Fitch Ratings obniżyła długoterminowe oceny ratingowe w walucie obcej i krajowej dla Spółki jako emitenta z poziomu „BBB” do poziomu „BBB-” z perspektywą stabilną, rating dla wyemitowanych przez spółkę zależną Energa Finance AB (publ) obligacji do poziomu „BBB-”, a także rating dla wyemitowanych przez Energa SA obligacji hybrydowych do poziomu „BB”.

Obniżenie ratingu agencja uzasadnia przede wszystkim realizacją przejęcia Spółki przez PKN ORLEN z dniem 30 kwietnia 2020 roku (więcej informacji zostało przedstawionych w rozdziale 7.3. *Oceny ratingowe*).

Dokonanie odpisów aktualizujących i zawiązanie rezerwy

W II kwartale 2020 roku zostały przeprowadzone wyceny wartości akcji i udziałów oraz testy na utratę wartości majątku trwałego. W ich wyniku zidentyfikowana została konieczność dokonania:

- odpisu aktualizującego wartość aktywów wytwórczych spółki zależnej Energa Elektrownie Ostrołęka SA - w wysokości 473 mln zł,
- odpisu aktualizującego wartość inwestycji we wspólnym przedsięwzięciu w Polskiej Grupie Górniczej S.A., nad którą Grupa Energa sprawuje współkontrolę poprzez posiadany przez spółkę Energa Kogeneracja Sp. z o.o. pakiet 15,32% akcji PGG - w wysokości 145 mln zł,
- odpisu aktualizującego wartość udziałów w spółce Energa Kogeneracja Sp. z o.o. - w wysokości 79 mln zł,
- odpisu aktualizującego wartość udziałów w spółce ENERGA AB Finance (publ) - w wysokości 84 mln zł.

Jednocześnie, w związku z decyzją o zamiarze zmiany źródła zasilania z węglowego na gazowe dla projektu budowy elektrowni Ostrołęka C („Projekt”) realizowanego przez spółkę Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o., Spółka zidentyfikowała konieczność:

- utworzenia rezerwy w wysokości 218 mln zł, której poziom odzwierciedla możliwe szacowane na chwilę obecną kwoty finansowania spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. dla celów rozliczenia dotychczasowej realizacji Projektu,
- dokonania odpisu aktualizującego wartość pożyczek, wraz z odsetkami, udzielonych spółce Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. - w wysokości 185 mln zł.

Szczegółowe informacje o dokonanych odpisach oraz zawiązanych rezerwach zostały przedstawione jednostkowym i skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Energa na dzień i za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2020 roku.

2.4. Działalność innowacyjna

Grupa Energi realizuje projekty w obszarze badań, rozwoju i innowacji („B+R+I”) zidentyfikowane w Strategicznej Agendzie Badawczej („SAB”), która określa główne kierunki rozwojowe Grupy na lata 2019-2028.

Strategiczna Agenda Badawcza na lata 2019-2028



	Usprawnienia biznesowe i technologiczne			Innowacyjne modele biznesowe			Technologie przyszłości		
Flary	Inteligentna, automatyczna i niezawodna sieć			Smart City			OZE		
Obizary	Inteligentna, automatyczna i niezawodna sieć	Digitalizacja i zadowolenie klienta	Optymalizacja mocy wytwórczych oraz DSR	Smart City	Elektryfikacja	Mikrosieci*	OZE	Magazynowanie energii**	Alternatywne stabilne źródła wytwórcze
	Niezawodność i efektywność zarządzania majątkiem sieciowym	Badania zachowań i zadowolenia klienta	Dostosowanie majątku wytwórczego do regulacji	Strategie i modele biznesowe dla Smart City	Strategie i modele biznesowe oraz promocja elektromobilności	Udział w klastrach energii oraz promocja rozwiązań dla mikro sieci	Technologie PV i BIPV	Magazyny zbiornikowe wodne	Elektrownie hybrydowe
	Smart Grid	Systemy zarządzania relacjami z klientem	Efektywność zarządzania i prowadzenia operacji na majątku wytwórczym	Platformy testowe dla nowych produktów i usług dla Smart City	Rozwiązania dla operatorów infrastruktury oraz klientów usług ładowania	Produkty i usługi dla operatorów oraz klientów mikro sieci	Technologie energetyki wiatrowej (lądowej i morskiej)	Akumulatory energii	Technologie wodnorowe i ogniwa paliwowe
Podbizary	Zarządzanie i monetyzacja danych pomiarowych	Zintegrowane i dostępne dane o klientach	Usługi DSR	Platformy oraz aplikacje IT dla Smart City	Systemy i platformy IT do zarządzania infrastrukturą ładowania	Systemy i platformy IT do rozliczeń i zarządzania ruchem w mikro sieciach	Technologie energetyki wodnej (źródłowej)	Inne zasobniki energii (kinetyczna, CAES, UTES, itd.)	Energia z odpadów/biomasy
	Niezawodna i efektywna infrastruktura IT	Platformy oraz aplikacje mobilne i internetowe dla klientów	Wirtualne elektrownie (VPP)	Zintegrowane urządzenia i systemy dla Smart City	Demonstratory infrastruktury, ładowania oraz współpracy z EV	Demonstratory infrastruktury, urządzeń i systemów dla mikro sieci	Technologie energetyki morskiej		Geotermia oraz inne źródła ciepła i chłodu
	Cyberbezpieczeństwo	Szybkie prototypowanie i testowanie nowych produktów i usług							
Cel	Operacyjne usprawnianie procesów i produktów za pomocą istniejących na rynku technologii /rozwiązań			Poszukiwanie nowych źródeł wartości i wzrostu dla Grupy Energi. Udział w nowych, tworzących się obecnie rynkach			Przygotowanie przedsiębiorstwa na transformację sektora energetycznego		
Podjęcie	Wdrożenia dostępnych na rynku rozwiązań, przy konieczności dostosowania istniejącej infrastruktury			Tworzenie innowacyjnej na rynku oferty w nowych obszarach biznesowych na podstawie posiadanych i pozyskiwanych kompetencji oraz partnerstw			Badania przemysłowe oraz udział w konsorcjach naukowo - badawczych w celu ulepszenia i komercjalizacji innowacyjnych technologii		

* mikro sieci rozumiemy również jako Lokalne Obszary Bilansowania

** jako magazyn energii rozumiemy zarówno magazyn energii elektrycznej jak i innych typów energii (np.: ciepła, chłodu)

Źródło: Opracowanie EY

Wybrane projekty badawczo-rozwojowe realizowane obecnie przez Grupę Energi to:

- **NEDO** - celem projektu jest budowa bateryjnego magazynu energii na Farmie Wiatrowej Bystra. Dzięki realizacji projektu spółki Grupy Energi zdobędą wiedzę technologiczną w zakresie eksploatacji, projektowania i budowy systemu magazynowania energii elektrycznej o dużej skali (nieporównywalnej z żadnym obiektem w kraju). Projekt jest dofinansowany przez japońską agendę rządową NEDO.
- **EUniversal** - projekt demonstracyjny w zakresie rozwoju elastyczności sieci i możliwości wykorzystania usług elastyczności na rynku energii. Przewidywanymi celami projektu badawczego są: zwiększenie bezpieczeństwa pracy sieci i optymalizacja zakresów rozbudowy sieci w obszarach z dużą kumulacją mikrogeneracji i/lub rozwijającą się infrastrukturą EV. Projekt jest realizowany w europejskim konsorcjum i dofinansowany z programu Horizon 2020.
- **RSOC** - celem projektu jest opracowanie i konstrukcja układu wytwarzającego wodór z użyciem pary technicznej - power-to-gas opartego na stosie stało tlenkowych ogniwo elektrochemicznych pracujących w trybie elektrolizera, przewidzianego również do pracy w trybie odwracalnym. Takie urządzenie może być kluczowym elementem układów do magazynowania energii, które realizują koncepcję P2G, tj. wytwarzania paliw syntetycznych z wykorzystaniem nadmiarowej energii elektrycznej, w szczególności pochodzącej z odnawialnych źródeł energii.

- **SORAL** – celem projektu jest dostarczenie wiedzy i narzędzi, które pozwolą na podniesienie efektywności zarządzania siecią kablową SN. Opracowany w ramach projektu system dostarczy informacje umożliwiające podejmowanie działań prewencyjnych ograniczających ilość awarii i będzie wspierał proces modernizacji sieci kablowej. Projekt otrzymał dofinansowanie Narodowego Centrum Badań i Rozwoju („NCBiR”).
- **Panele PV na wodzie** - celem projektu jest rozwój oraz przetestowanie technologii pływających instalacji fotowoltaicznej (PV) w celu efektywnego zagospodarowania w przyszłości zbiorników wodnych (w tym zbiorników wodnych na terenach pokopalnianych).
- **Innowacyjne zmiennofazowe magazyny ciepła i chłodu** – projekt, którego celem jest opracowanie kompleksowej implementacji zmiennofazowych magazynów ciepła i chłodu przeznaczonych do współpracy z systemem ciepłowniczym lub ze źródłami odnawialnymi. W celu wspomaganie instalacji dostarczającej ciepło, zostanie opracowany magazyn z materiałem PCM o temperaturze przemiany fazowej w zakresie od 60°C do 100°C. Projekt otrzymał dofinansowanie NCBiR.
- **Stacje ładowania na słupach oświetleniowych** – projekt, w ramach którego spółka Energa Oświetlenie przetestuje możliwości ładowania pojazdów elektrycznych za pomocą stacji ładowania zintegrowanych ze słupami oświetleniowymi stanowiących majątek spółki. W ramach projektu wykonane zostaną stacje ładowania AC odpowiednio zmodyfikowane pod potrzeby instalacji na słupach oświetleniowych oraz modyfikacje systemów sterowania oświetleniem i zasilaniem istniejącej infrastruktury. Projekt zakłada udostępnienie gotowych stacji ładowania jako stacji ogólnodostępnych, do powszechnego użytku przez okres trwania projektu.

W ramach działalności badawczo – rozwojowej Grupa Energa wydaje już od ponad 10 lat czasopismo naukowe Acta Energetica. Kwartalnik kierowany jest do czytelników zajmujących się energetyką i elektroenergetyką. Na początku 2020 roku, Wydawnictwo „Acta Energetica” znalazło się na wykazie wydawnictw publikujących recenzowane monografie naukowe, opublikowanym przez MNiSW na poziomie I (80 punktów). Acta Energetica przyczynia się do propagowania wiedzy przydatnej w rozwoju ekspertyzy naukowej i praktycznych zastosowań jej w przedsiębiorstwach gospodarczych.

2.5. Nakłady inwestycyjne i realizacja kluczowych projektów

W I półroczu 2020 roku nakłady inwestycyjne w Grupie Energa wyniosły 815 mln zł i były o 39 mln zł, tj. 5% wyższe niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Inwestycje Linii Biznesowej Dystrybucja stanowiły 71% wszystkich nakładów poniesionych przez Grupę i wyniosły 579 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.

W Linii Biznesowej Wytwarzanie nakłady na inwestycje wyniosły 197 mln zł, z czego istotny udział stanowiły zadania związane z budową nowej Farmy Wiatrowej Przykona oraz dostosowaniem do wymogów środowiskowych, realizowane w Elektrowni Ostrołęka B.

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 w I półroczu 2020 roku

Opis projektu	Nakłady inwestycyjne w I półroczu 2020 roku (mln zł)
Linia Biznesowa Dystrybucja	579
Modernizacja sieci dystrybucyjnej w celu poprawy niezawodności dostaw	192
Rozbudowa sieci w związku z przyłączaniem nowych odbiorców	239
Rozbudowa sieci w związku z przepływami w sieci WN i przyłączaniem źródeł ee	41
Pozostałe nakłady inwestycyjne, kolizje i korekty	107
Linia Biznesowa Wytwarzanie	197
Elektrownia Ostrołęka B (IOS II)	46
Farma Wiatrowa Przykona	124
Modernizacja el. wodnych	3
Modernizacja źródeł i sieci dla źródeł kogeneracyjnych	4
Pozostałe inwestycje	20
Linia Biznesowa Sprzedaż	23
Nakłady inwestycyjne na majątek oświetleniowy	11
System Obsługi Sprzedaży	1
Pozostałe nakłady inwestycyjne	11
Pozostałe spółki, projekty i korekty	16
Razem	815

Farma Wiatrowa Przykona

Farma Wiatrowa Przykona o mocy zainstalowanej 31,05 MW powstała na terenach zrekultywowanych po kopalni węgla brunatnego w Gminie Przykona. W jej skład wchodzi 9 turbin wiatrowych Vestas V-126 o mocy 3,45 MW każda. Dodatkowo w skład farmy wchodzi drogi dojazdowe, place manewrowe, budynki RSN Przykona i Żuki oraz linie kablowe SN wraz z liniami światłowodami wewnątrz farmy wiatrowej (około 6,5 km) jak również na wyprowadzeniu mocy (około 11 km). Konstrukcyjny montaż 9-ciu turbin wiatrowych zakończono w grudniu 2019 roku.

Planowane testy eksploatacyjne FW odbyły się w I/II kw. 2020 roku. Stan epidemii koronawirusa w Polsce nie wpłynął na planowany, końcowy termin zakończenia budowy i oddania obiektu do użytkowania. W dniu 10 czerwca 2020 roku (trzy tygodnie przed czasem) zarządy spółek Energa OZE SA i Energa Invest Sp. z o.o. zawarły umowę sprzedaży Farmy Wiatrowej Przykona, co jest równoznaczne z oddaniem obiektu do eksploatacji spółce Energa OZE.

Budowa Instalacji Odsiarczania Spalin (IOS II) w Ostrołęce

Projekt dotyczy dostosowania urządzeń technologicznych Energa Elektrownie Ostrołęka SA do wymagań Dyrektywy 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 24 listopada 2010 roku w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola, tzw. Dyrektywa IED). Realizacja projektu pozwoli na osiągnięcie przez Elektrownię Ostrołęka B określonej w ww. Dyrektywie, obowiązującej od 1 stycznia 2016 roku, wielkości emisji dwutlenku siarki (SO₂) w spalinach poniżej 200 mg/Nm³ za emitorem.

W 2020 roku w dalszym ciągu prowadzone są prace obiektowe oraz rozruchowe nowej instalacji, a planowany termin oddania inwestycji do eksploatacji to III kw. 2020 roku.

Smart Grid

Projekt Smart Grid, który ma na celu zapewnienie stabilności i elastyczności systemu dystrybucyjnego poprzez wdrożenie rozwiązań inteligentnej sieci energetycznej, jest współfinansowany z UE w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Obecnie trwa zakup i montaż rozłączników napowietrznych na liniach SN, rozdzielnic wewnętrznych wraz z zestawami telesterowania oraz modemów telekomunikacyjnych TETRA.

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 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.

Baterijny Magazyn Energii elektrycznej przy FW Bystra

Trwa ostatnia druga faza testów hybrydowego magazynu energii elektrycznej o docelowej mocy 6 MW i pojemności nominalnej 27 MWh (największy obiekt tego typu w Polsce i jeden z większych na świecie). Obecnie przeprowadzone są zaawansowane testy magazynu energii wraz z niezbędnymi pomiarami elektrycznymi przy udziale strony japońskiej (poprzez urządzenia do komunikacji zdalnej).

Z powodu pandemii ogłoszonej przez Światową Organizację Zdrowia („WHO”) harmonogram projektu uległ wydłużeniu.

W czerwcu 2020 roku złożono do Powiatowego Inspektoratu Nadzoru Budowlanego zawiadomienie o zakończeniu budowy budynku magazynu energii.

Program inwestycyjny w obszarze aktywów ciepłowniczych

Program ten ma na celu przeprowadzenie działań restrukturyzacyjnych w ramach segmentu aktywów ciepłowniczych w Grupie Energa, w efekcie których nastąpi przywrócenie rentowności oraz doprowadzenie do generowania przez niego dodatnich przepływów pieniężnych, również na potrzeby potencjalnej sprzedaży wybranych aktywów ciepłowniczych. Program inwestycyjny zakłada utrzymanie pozycji na rynkach ciepła w Elblągu i Kaliszu.

CCGT Grudziądz i CCGT Gdańsk - nowe bloki gazowo-parowe

Projekty dotyczą budowy nowych elektrowni gazowo-parowych. Nowoczesna infrastruktura energetyczna, umożliwi rozwój posiadanej bazy wytwórczej oraz świadczenie usługi mocowej i sprzedaż energii elektrycznej.

Status prac jest następujący:

- CCGT Grudziądz - przeprowadzono prace projektowe oraz uzyskano kluczowe decyzje administracyjne dla osiągnięcia gotowości realizacyjnej projektu. Prowadzone są działania związane z wyłonieniem generalnego wykonawcy elektrowni (przetarg EPC<SA). Projekt planowo ma uczestniczyć w aukcji Rynku Mocy w 2020 roku na rok dostaw 2025. Zgodnie z Ustawą o Rynku Mocy, projekt został zgłoszony do certyfikacji ogólnej 3 stycznia 2020 roku i uzyskał wpis do Rejestru Rynku Mocy.
- CCGT Gdańsk - kontynuowane są prace projektowe polegające na zabezpieczeniu praw do nieruchomości wraz z pozyskaniem kluczowych decyzji na wyprowadzenia mocy z planowanej elektrowni.

Projekt budowy elektrowni Ostrołęka C

Projekt budowy elektrowni Ostrołęka C w Ostrołęce jest obecnie w trakcie konwersji w związku ze zmianą źródła zasilania z węglowego na gazowe (więcej informacji zostało przedstawionych w rozdziale 2.2. *Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego i po dniu bilansowym*).

2.6. Nagrody i wyróżnienia

Energa w Rankingu Odpowiedzialnych Firm

Grupa Energa w 14. edycji Rankingu Odpowiedzialnych Firm utrzymała czwartą pozycję w sektorze „Paliwa, energetyka, wydobywanie”.

Na 12. pozycję Energi w rankingu ogólnym złożyło się szereg inicjatyw wskazujących na rosnącą rolę obszaru ESG (ang. Environmental, Social, Governance). W zestawieniu oceniane są spółki pod kątem jakości systemu zarządzania społeczną odpowiedzialnością biznesu.



Wysoka ocena Vigeo Eris

Na początku marca 2020 roku międzynarodowa agencja Vigeo Eris – spółka zależna agencji Moody's, ogłosiła swój rating. Grupa Energa znalazła się na 41 pozycji wśród 66 przedsiębiorstw z sektora elektroenergetycznego i gazu. Doceniono tu wprowadzenie w kluczowych spółkach zintegrowanego systemu ek zarządzenia i audytu EMAS (ang. EcoManagement and Audit Scheme), a także strategię środowiskową i wydajne gospodarowanie surowcami. Dostrzeżono też prowadzony przez spółki Grupy Energa dialog społeczny z interesariuszami przy realizowanych procesach inwestycyjnych i przy przygotowaniu raportu CSR. Równie wysoko, powyżej średniej w sektorze oceniono troskę o prawa człowieka. Dobrą pozycję przyniosły Enerdze stosowane mechanizmy przeciwdziałania mobbingowi i dyskryminacji oraz kodeks etyki, system zarządzania zgodnością, a także wysoka ocena jakości pracy, uwzględniająca wdrożenie elastycznego czasu pracy i możliwości pracy w domu.

Tegoroczna ocena Vigeo Eris poprawia perspektywy finansowe Energi. Od ostatniego ratingu ocena wystawiona naszej spółce wzrosła o 9 punktów. Po raz pierwszy w historii Grupy rating ESG może mieć wpływ na wymierne korzyści dla Grupy Energa, gdyż wysokość marży kredytowej części pozyskanego finansowania jest powiązana z poziomem ratingu.

Vigeo Eris specjalizuje się w ocenach przedsiębiorstw według kryteriów społecznych i środowiskowych, jak również specyfikacji związanych ze zrównoważonym rozwojem.

Dobre praktyki wyróżnione przez Forum Odpowiedzialnego Biznesu („FOB”)

Dobre praktyki, realizowane w Grupie Energa, zostały przedstawione w raporcie „Odpowiedzialny biznes w Polsce 2019. Dobre praktyki” wydawany przez FOB. Są tam prezentowane w kontekście Celów Zrównoważonego Rozwoju Organizacji Narodów Zjednoczonych z 2015 roku. 11 dobrych praktyk realizowanych przez Grupę w 2019 roku otrzymało pozytywną ocenę Komitetu Merytorycznego. Docenione zostały inicjatywy edukacyjne: Drużyna Energii, Planeta Energii, Energ(i)a do nauki, Muzeum Energetyki w Toruniu, a także projekt klasy patronackiej w Ostrołęce, gdzie kształceni są przyszli energetycy. Do dobrych praktyk zaliczona została również działalność poligonu w Bąkowie, na którym pracownicy Grupy Energa podnoszą swoje umiejętności np. szkoląc się z prac pod napięciem oraz akcja pomocowa Aktywni Charytatywni, a także działalność Fundacji Kropelka Energii.



Elektrownia szczytowo-pompowa w Żydowie

Otoczenie regulacyjno-biznesowe

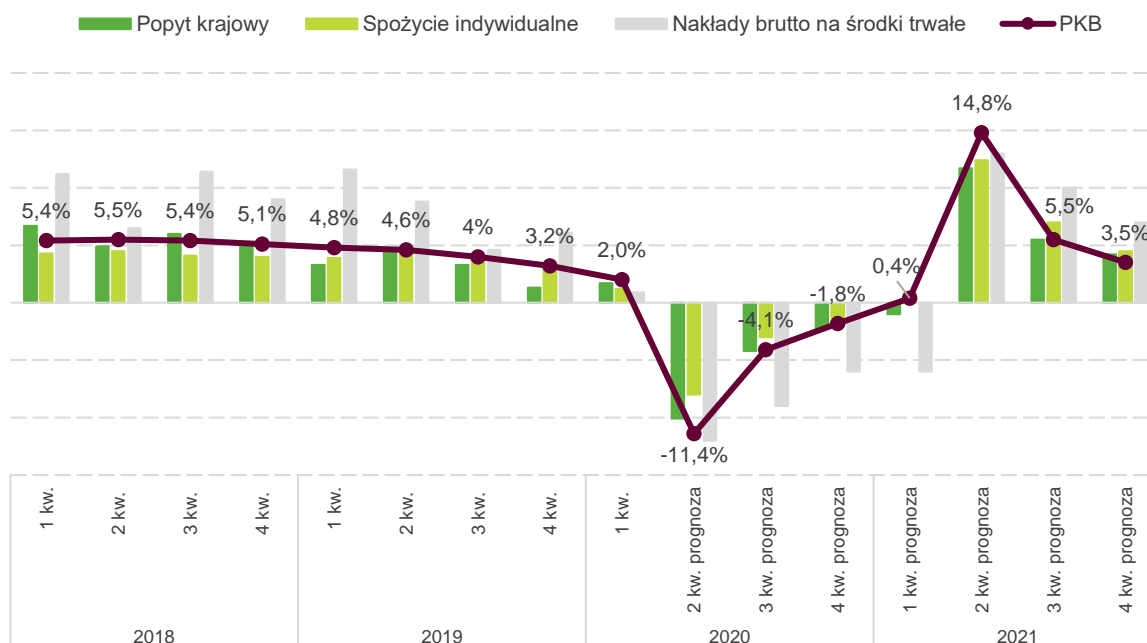
3. OTOCZENIE REGULACYJNO-BIZNESOWE

3.1. Sytuacja makroekonomiczna

Podstawowym rynkiem działalności podmiotów wchodzących w skład Grupy Energi 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, ciepła i gazu oraz kształtowanie popytu na produkty dostarczane klientom. W II kw. 2020 roku istotnym zdarzeniem, które w dalszym ciągu wpływało na gospodarkę w Polsce i na świecie, a w konsekwencji – działalność spółek wchodzących w skład Grupy Energi, była pandemia wirusa SARS-CoV-2 (koronawirus) i rozprzestrzenianie się choroby COVID-19.

Choć zgodnie ze wstępnym szacunkiem Głównego Urzędu Statystycznego (GUS), PKB w Polsce w I kw. 2020 roku był realnie wyższy o 2% w odniesieniu do analogicznego okresu roku poprzedniego, w II kw. br. analitycy spodziewają się jego głębokiego obniżenia, na poziomie ok. -11% r/r, gdyż publikowane dane makroekonomiczne wskazują, iż w kwietniu nastąpiła kumulacja niekorzystnych tendencji w polskiej gospodarce. Wyhamowanie koniunktury spowodowane było przede wszystkim szybkim rozwojem pandemii koronawirusa, w wyniku czego wprowadzone zostały ograniczenia społeczne i w aktywności gospodarczej, co odbiło się przede wszystkim na spadku konsumpcji prywatnej i nakładach na inwestycje. Kluczowymi czynnikami ryzyka pozostaje tempo odmrażania gospodarki w Polsce i w innych krajach, bariery w handlu międzynarodowym oraz skuteczność działań podejmowanych w celu ograniczenia strat gospodarczych, ale również nawrót pandemii i ponowny wzrost zachorowań.

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



Źródło: Dane GUS oraz prognozy Santander Bank Polska SA (lipiec 2020)

W związku z sytuacją epidemiologiczną w kraju, w I kw. 2020 roku odnotowano znaczące pogorszenie zarówno obecnych, jak i przyszłych nastrojów konsumenckich. Na koniec II kw. br., w którym rozpoczęło się stopniowe odmrażanie gospodarki, odnotowana została pewna poprawa w tym zakresie, w stosunku do poprzednich miesięcy, jednakże analizując wyniki r/r, zauważalne jest już obniżenie wskaźników. Bieżący wskaźnik ufności konsumenckiej, syntetycznie opisujący obecne tendencje konsumpcji indywidualnej w II kw. 2020 roku wyniósł -28,7 i był niższy o 37,1 pp. w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Z kolei wyprzedzający wskaźnik ufności konsumenckiej, opisujący oczekiwane w najbliższych miesiącach tendencje konsumpcji indywidualnej, w II kw. br. ukształtował się na poziomie -36,3 i na przestrzeni roku obniżył się o ponad 41 pp. W ramach składowych

powyższych wskaźników, największe pogorszenie odnotowano w ocenie przyszłej sytuacji ekonomicznej kraju oraz zmianie poziomu bezrobocia. Ujemne wartości obu wskaźników oznaczają przewagę liczebną konsumentów nastawionych pesymistycznie.

Spowolnienie koniunktury w polskim sektorze wytwórczym odzwierciedlają również notowania indeksu PMI (wskaźnika wyprzedzającego polskiego przemysłu), który w II kw. 2020 roku pozostawał poniżej granicy 50 pkt., wskazującej poziom ożywienia gospodarczego. W kwietniu br. wskaźnik PMI wyniósł 31,9 pkt., osiągając tym samym najniższy poziom w historii badania (od 1998 roku). Kwietniowe wyniki wykazały spadek produkcji, ponieważ wiele przedsiębiorstw zawiesiło działalność w czasie kwarantanny. Odnotowane zostały również rekordowe opóźnienia w dostawach oraz spadek zamówień nowych i zamówień od klientów zagranicznych, co wynikało z obostrzeń społecznych wprowadzonych w Europie i na świecie w ramach walki z pandemią koronawirusa. Zgodnie z danymi IHS Markit, osłabienie napływu nowych kontraktów zmusiło polskich przedsiębiorców z sektora wytwórczego do cięć zatrudnienia oraz ograniczenia aktywności zakupowej. Stopniowe łagodzenie prewencyjnych obostrzeń w działalności gospodarczej wpłynęło pozytywnie na poprawę warunków gospodarczych i wskaźnik PMI w maju i czerwcu wzrósł odpowiednio do poziomu 40,6 i 47,2 pkt. Tempo spadku zatrudnienia, zaległości oraz aktywności zakupowej wyhamowało, a polscy producenci byli bardziej optymistyczni odnośnie przyszłej, 12-miesięcznej produkcji. Pomimo obserwowanego w dalszym ciągu spadku ilości nowych zamówień otrzymanych przez polskich producentów, spadek ten wyhamował i był najślabszy od sierpnia 2019 roku.

Pandemia i spowodowana nią recesja, odcisnęły piętno również na rynku pracy. W okresie styczeń-maj 2020 roku odnotowano spadek przeciętnego zatrudnienia w sektorze przedsiębiorstw o 0,1% w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego, natomiast w samym maju br. ograniczenie zatrudnienia było na poziomie 3,2% r/r. Stopa bezrobocia rejestrowanego w maju br., wyniosła 6% i od początku roku wzrosła o 0,8 pp. Pomimo spadku zatrudnienia, w okresie styczeń-maj br. nastąpił wzrost przeciętnego wynagrodzenia (brutto) o 4,7% r/r, które w maju 2020 roku wyniosło 5 119,94 zł. Jak wskazują analitycy Banku PKO BP, w Polsce występuje wysoki odsetek osób samozatrudnionych oraz pracujących na umowy terminowe, co sprawia, że ok. 30% miejsc pracy jest wysoce wrażliwe na dekonunkturę, co czyni krajowy rynek pracy jednym z najbardziej podatnych w Europie na ryzyko gwałtownego wzrostu bezrobocia (częściowo ryzyko to łagodzi istotny odsetek pracujących w Polsce cudzoziemców).

W celu ograniczenia negatywnych skutków pandemii Rada Polityki Pieniężnej (Rada, RPP) podjęła działania fiskalne, mające na celu zmniejszenie skali spadku dochodów gospodarstw domowych i firm, a także stymulację koniunktury gospodarczej. Rada w II kw. br. dwukrotnie podjęła decyzję o obniżeniu stóp procentowych oraz prowadziła skup aktywów. Luzowanie polityki pieniężnej przez NBP ma pozytywnie wpływać na sytuację finansową kredytobiorców i oddziaływać w kierunku wzmocnienia stabilności systemu finansowego, jednakże jak wskazuje RPP, skala oczekiwanego ożywienia aktywności może być ograniczana przez niepewność dotyczącą skutków pandemii, niższe dochody oraz słabsze niż w poprzednich latach nastroje podmiotów gospodarczych. Tempo ożywienia gospodarczego może być także ograniczane przez brak wyraźnego dostosowania kursu złotego do globalnego wstrząsu wywołanego pandemią oraz poluzowania polityki pieniężnej NBP.

3.2. Rynek energii elektrycznej w Polsce

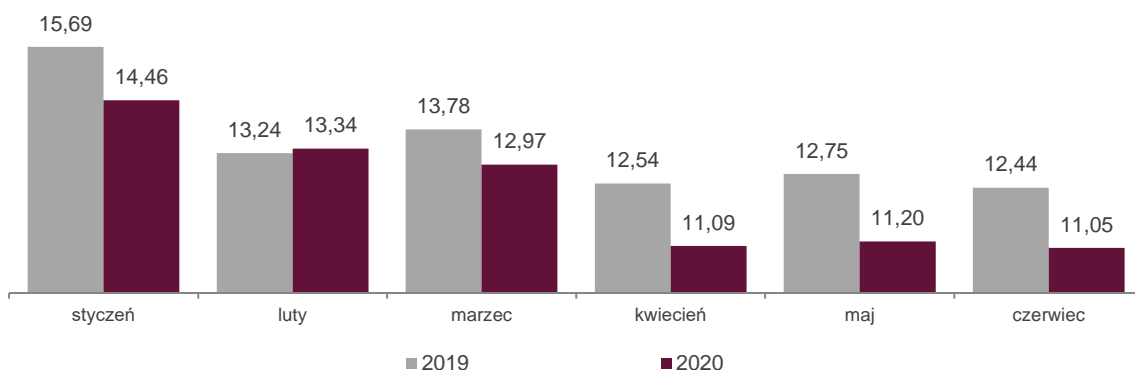
Kształtowanie się otoczenia rynkowego ma istotne znaczenie dla osiągniętych przez Grupę wyników finansowych. W tym świetle zwraca się uwagę zwłaszcza na produkcję i zużycie energii elektrycznej, wymianę międzysystemową Polski, ceny energii elektrycznej w Polsce i wybranych krajach sąsiednich, ceny praw majątkowych, opłatę za operacyjną rezerwę mocy 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 2020 roku wyniosła 74,09 TWh i była niższa o 6,35 TWh, tj. 7,9% w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego (80,44 TWh). Niższa produkcja była widoczna w elektrowniach zużywających węgiel brunatny oraz kamienny, które to były wypierane

z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego („KSE”) głównie przez farmy wiatrowe, którym sprzyjały warunki atmosferyczne jak również przez produkcję ze źródeł gazowych. Spadek produkcji był odpowiedzią na niższe zapotrzebowanie na energię w KSE.

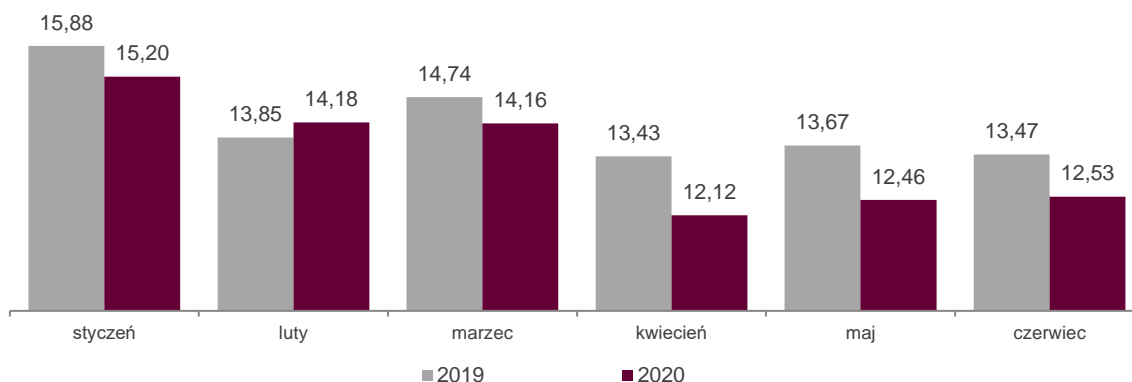
Rysunek 4: Produkcja energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2020 roku (TWh)



Źródło: PSE

Krajowe zużycie energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2020 roku wyniosło 80,64 TWh i było niższe o 4,39 TWh tj. 5,2% w stosunku do tego samego okresu roku poprzedniego (85,03 TWh). Spadek produkcji wynikał z niższego zapotrzebowania spowodowanego spowolnieniem gospodarczym, wzrostem importu oraz obostrzeniami związanymi z pandemią COVID-19.

Rysunek 5: Zużycie energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2020 roku (TWh)

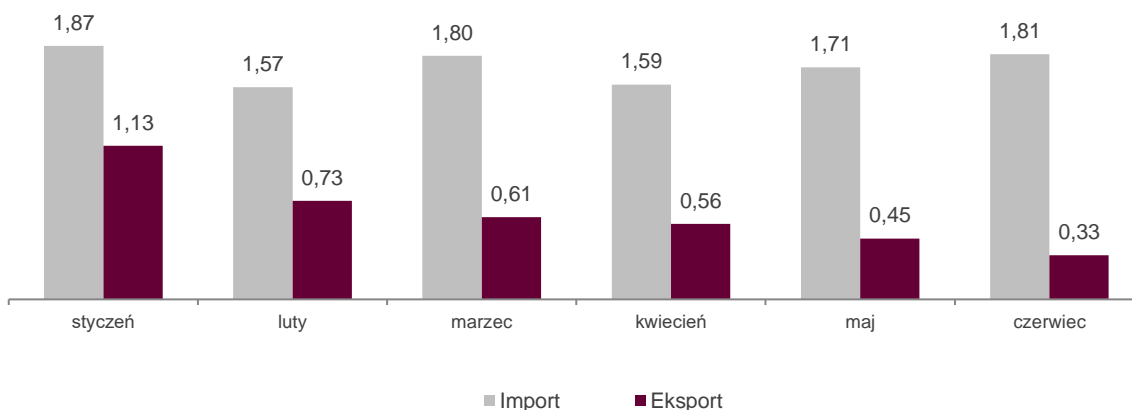


Źródło: PSE

Wymiana międzysystemowa Polski

W I półroczu 2020 roku eksport energii elektrycznej był tylko nieznacznie (o 0,28 TWh) wyższy w stosunku do tego samego okresu roku ubiegłego. Porównując te same okresy można zauważyć wzrost importu energii elektrycznej o 2,00 TWh, co odpowiada w głównej mierze za nadwyżkę importu netto energii elektrycznej w badanym okresie na poziomie 6,55 TWh wobec importu netto w wysokości 4,59 TWh w analogicznym okresie roku ubiegłego. Jest to efekt większego poboru energii elektrycznej w zakresie wymiany równoległej.

Rysunek 6: Miesięczne wolumeny wymiany międzysystemowej w Polsce w I półroczu 2020 roku (TWh)

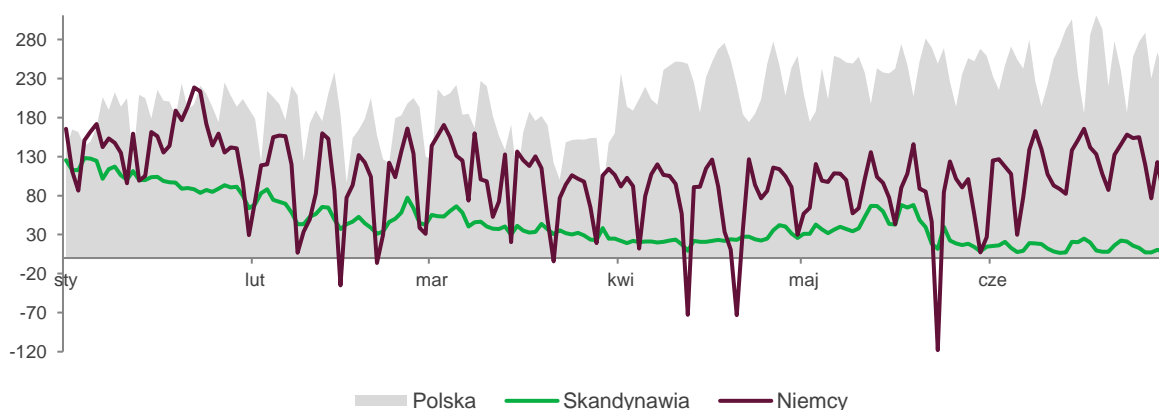


Źródło: PSE

Ceny energii w wybranych krajach sąsiadujących z Polską

W celu porównania cen energii w Polsce względem notowań w wybranych krajach sąsiadujących jako produktem referencyjnym, posłużono się cenami na rynku SPOT. Średni poziom cen w Polsce w I półroczu 2020 roku był wyższy niż w krajach sąsiadujących. Po pandemicznym szoku gospodarczym widocznym w I kwartale i na początku II kwartału, zaczęło odradzać się zapotrzebowanie na moc, wzrosły ubytki systemowe oraz notowania EUA co doprowadziło do wzrostu cen na rynku polskim. Największe odchylenia cen odnotowano do rynku skandynawskiego (+360,4%, tj. 162,78 zł/MWh), a mniejsze w porównaniu do cen na rynku niemieckim (+102,4%, tj. 105,22 zł/MWh).

Rysunek 7: Ceny energii na rynku SPOT w Polsce i wybranych krajach sąsiadujących w I półroczu 2020 roku (zł/MWh)

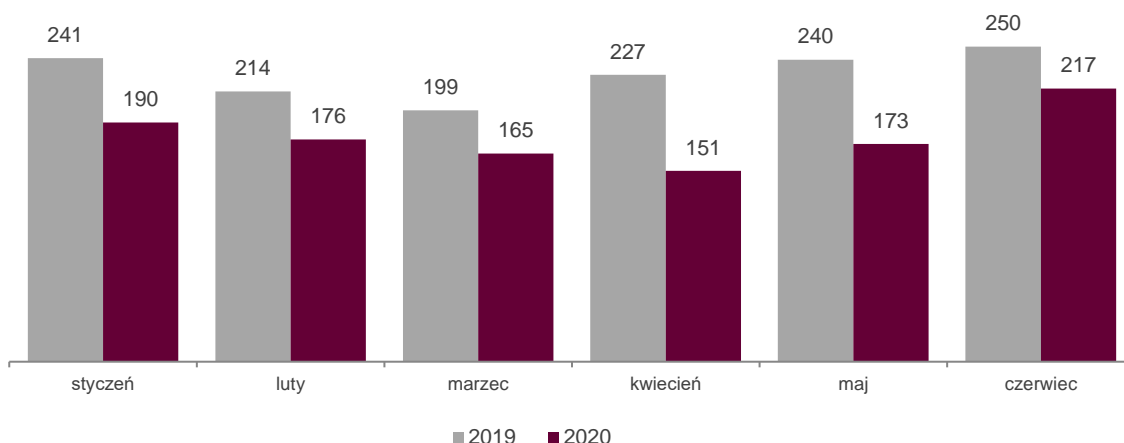


Źródło: Bloomberg, Reuters

Rynek Dnia Następnego (RDN) energii elektrycznej w Polsce

Średni poziom indeksu TGeBase w I półroczu 2020 roku wyniósł 178,53 zł/MWh i był o 50,09 zł/MWh niższy niż w analogicznym okresie roku ubiegłego (228,62 zł/MWh). Natomiast porównując II kwartał 2020 roku z II kwartałem 2019 roku można zaobserwować spadek ceny o 34,66 zł/MWh. Spadek krajowego zapotrzebowania na moc, wynikający z narastającego spowolnienia gospodarczego na skutek pandemii COVID-19, która niemalże zatrzymała przemysł, został wsparty wysoką generacją ze źródeł wiatrowych oraz rosnącym importem energii, co w konsekwencji wpłynęło na spadek cen w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego.

Rysunek 8: Indeks TGeBase w I półroczu 2020 roku (zł/MWh)



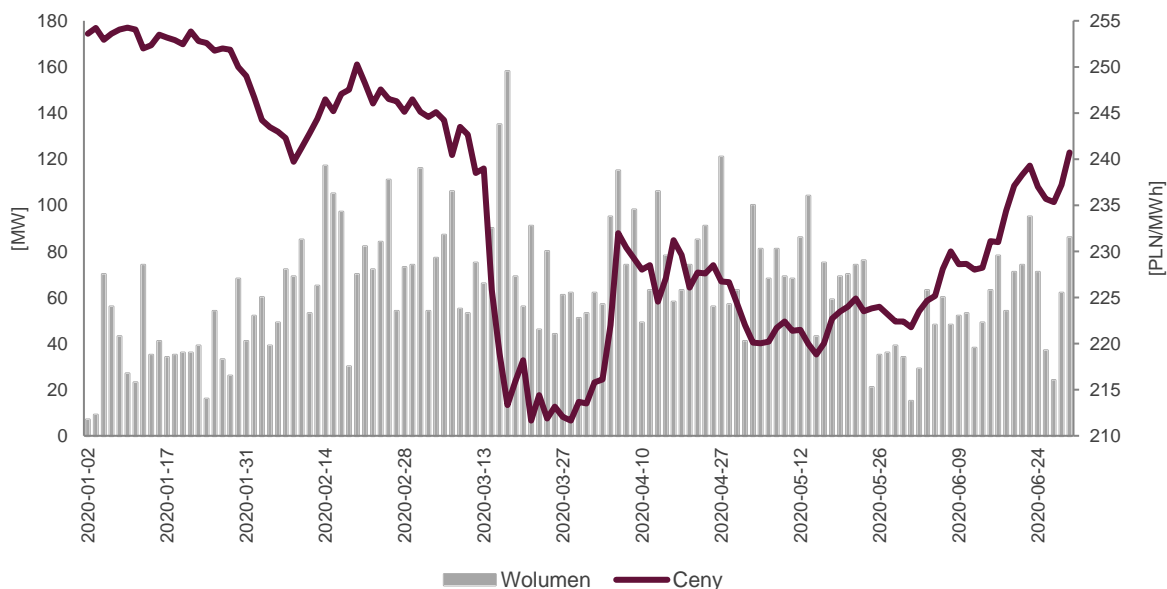
Źródło: TGE

Rynek terminowy energii elektrycznej w Polsce

W I kw. 2020 roku rynek terminowy energii elektrycznej znajdował się w trendzie spadkowym. Od tego momentu na rynku BASE 2020 można było zaobserwować wzrosty wynoszące kurs powyżej poziomu 240 zł/MWh. Głównymi determinantami wzrostu kursu energii w II kwartale na rynku terminowym były:

- wzrost cen uprawnień do emisji CO₂,
- spadek wietrzności,
- wzrost cen na rynku SPOT,
- odradzające się zapotrzebowanie na energię elektryczną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym po wprowadzonych obostrzeniach związanych z pandemią COVID-19.

Rysunek 9: Cena kontraktu terminowego pasmo z dostawą na 2021 rok w I półroczu 2020 roku

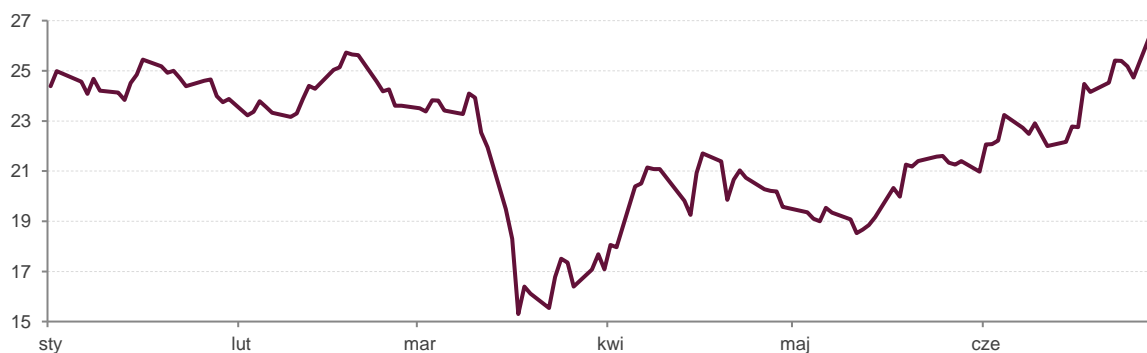


Źródło: TGE

Rynek uprawnień do emisji

W dniu 8 maja 2020 roku Komisja Europejska poinformowała, że na koniec 2019 roku w obiegu było ponad 1 385 mld uprawnień do emisji, która stanowi podstawę określenia poziomu tzw. Rezerwy stabilności rynkowej (MSR) unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS), który to mechanizm rozpoczął funkcjonowanie od stycznia 2019 roku. W związku z tym wolumen aukcji od września 2020 roku do sierpnia 2020 roku zostanie pomniejszony o ponad 332 mln uprawnień. Przez pierwsze 5 lat stosowania MSR liczba uprawnień ma być corocznie zmniejszana o 24% łącznej liczby uprawnień znajdujących się w puli aukcyjnej. Kluczowym czynnikiem, który determinował cenę EUA w I półroczu 2020 roku był popyt. W I kw. 2020 roku wyższe temperatury, bardzo wysoka generacja wiatrowa w Europie oraz wprowadzone obostrzenia w związku z pandemią COVID-19 przyczyniły się do mniejszego zużycia paliw kopalnianych, co w konsekwencji przełożyło się na niższy popyt na uprawnienia do emisji. W II kwartale nastąpiło „odmrażanie” gospodarek co wpłynęło na odradzający się popyt na energię co wpłynęło na wzrost zużycia paliw kopalnych. W konsekwencji kurs EUA na koniec I półrocza 2020 roku wyniósł 26,97 EUR/t, rosnąc od końca 2019 roku o 8%, natomiast porównując z końcem II kw. 2019 roku kurs wzrósł o 3%.

Rysunek 10: Ceny uprawnień EUA w I półroczu 2020 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 indeksów praw majątkowych notowanych na Towarowej Giełdzie Energii

Indeks (rodzaj świadectwa)	Wartość Indeksu		Procent obowiązku (%)	Opłata zastępcza (zł)
	I półrocze 2019 (zł/MWh)	I półrocze 2020 (zł/MWh)		
OZEX_A (zielone)	125,16	136,52	19,5*	300,03*

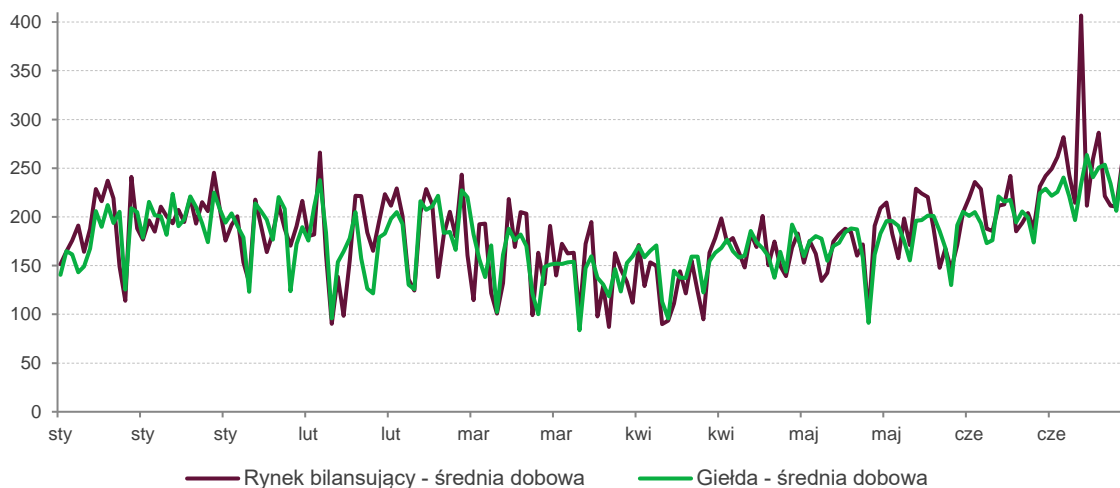
* wartość opłaty zastępczej i obowiązku umorzenia na 2020 rok

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 I półroczu w przedziale 120,00 – 137,00 zł/MWh. Notowania PM OZE zakończyły I półrocze 2020 roku na poziomie 125,34 zł/MWh.

Rynek Bilansujący

Od 1 stycznia 2019 roku zmianie uległy limity cen rozliczeniowych energii elektrycznej na rynku bilansującym, które wynoszą obecnie -50.000,00 zł/MWh do +50.000,00 zł/MWh. W przeważającym okresie I półrocza 2020 roku ceny na rynku bilansującym były zbliżone do cen na rynku dnia następnego. Odstępstwem od tego była sytuacja z dnia 22 czerwca 2020 roku, kiedy to średnia cena dobową na rynku bilansującym wyniosła 406,66 zł/MWh, a cena w najdroższych godzinach osiągała 1290,00 zł/MWh ze względu na nieplanowany wzrost ubytków systemowych. Średni poziom cen w badanym okresie na rynku bilansującym wyniósł 181,82 zł/MWh, wobec 234,47 zł/MWh w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Rysunek 11: Zestawienie cen na rynku bilansującym i rynku SPOT (giełda) w I półroczu 2020 roku zł/MWh

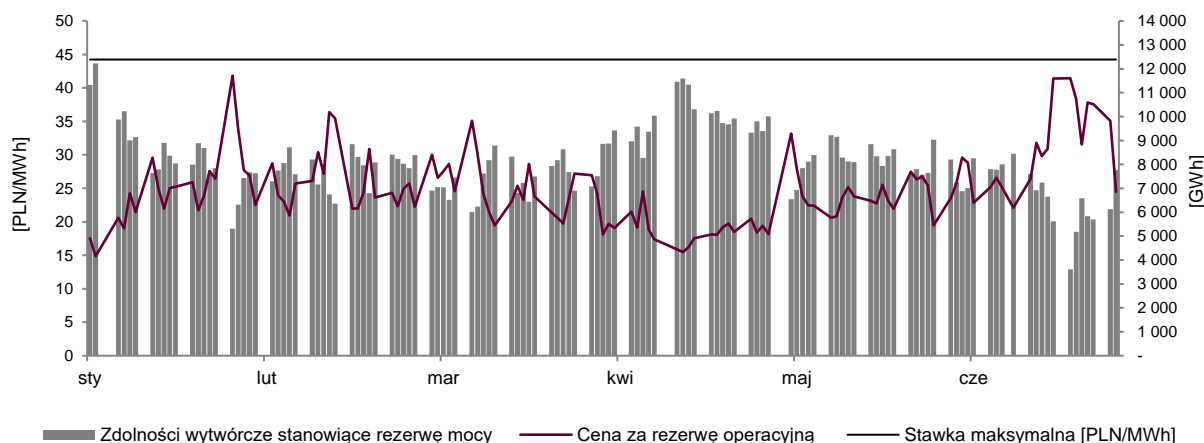


Źródło: TGE, PSE

Operacyjna rezerwa mocy

W 2020 roku kontynuowana jest usługa operacyjnej rezerwy mocy (ORM). Cena referencyjna została podniesiona do poziomu 44,24 zł/MWh. W I półroczu 2020 roku średni poziom opłaty za ORM wyniósł 24,91 zł/MWh i był niższy o 10,00 zł/MWh w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego (34,91 zł/MWh) ze względu na spadek popytu na energię.

Rysunek 12: cen oraz zdolności wytwórczych stanowiących operacyjną rezerwę mocy w I półroczu 2020 roku



Źródło: PSE

3.3. Otoczenie regulacyjne

Procesy legislacyjne zakończone w I półroczu 2020 roku

Ustawa z dnia 2 marca 2020 roku o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych tzw. Tarcza 1.0 wraz z jej późniejszymi nowelizacjami (Dz. U. z 2020 r. poz. 374, 567, 568, 695 i 875).

Wprowadzone zmiany w ww. ustawach dotyczą m.in.:

- ✓ Odroczenia badań technicznych na 6 miesięcy, które może nastąpić pod warunkiem, że w urzędzeniu nie wprowadzono zmian i że, zdaniem eksploatującego, nie zagraża ono zdrowiu, życiu, mieniu lub środowisku.
- ✓ Odroczenie legalizacji liczników na 6 miesięcy, które może nastąpić pod warunkiem, że w urzędzeniu nie wprowadzono zmian i że, zdaniem eksploatującego, spełnia ono wymagania, w szczególności w zakresie charakterystyk metrologicznych oraz nie zagraża ono dokładności pomiarów, zdrowiu, życiu, mieniu lub środowisku.
- ✓ Prezes URE może jednorazowo, na wniosek inwestora, przedłużyć termin rozpoczęcia dostaw energii z instalacji OZE, która wygrała aukcję, o maksymalnie 12 miesięcy.
- ✓ Wydłużono termin na uzgodnienia przez jednostki samorządu terytorialnego z Operatorami systemu dystrybucyjnego planów rozwoju sieci ładowania pojazdów elektrycznych. Termin konsultacji wydłużono do 45 dni, jednak nie może on trwać dłużej niż do 31 maja 2020 roku.

Procesy legislacyjne prowadzone w I półroczu 2020 roku

Tabela 3: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę

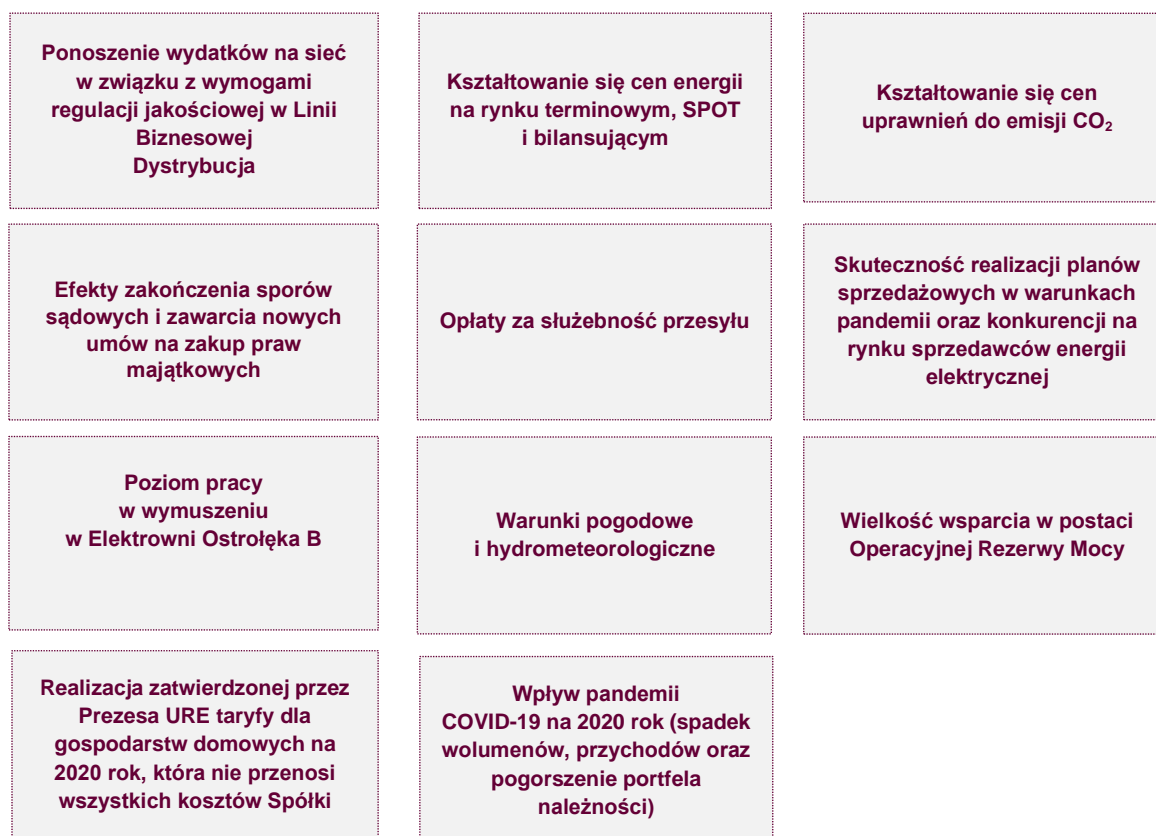
Akt prawny	Cel zmian prawnych	Szanse	Zagrożenia/Zagadnienia
Projekt ustawy o rekompensatach z tytułu wzrostu cen energii elektrycznej w 2020 roku (UD64).	Projekt ma na celu stworzenie ram prawnych umożliwiających udzielanie, wypłatę i finansowanie rekompensaty na rzecz niektórych odbiorców końcowych energii elektrycznej – zużywających energię elektryczną w gospodarstwie domowym – co oznacza zmniejszenie kosztów energii elektrycznej dla tych gospodarstw w 2020 roku.	<ol style="list-style-type: none"> (1) Rozpoczęcie działania systemu w 2021 roku co umożliwi odpowiednie przygotowanie się do stosowania ustawy. (2) Uruchomienie systemu dedykowanego dla gospodarstw domowych. (3) Ograniczenie ryzyka niedozwolonej pomocy publicznej. (4) System bonifikat oparty o dane z administracji skarbowej. (5) Wprowadzenie stałych wartości dopłat z tytułu wzrostu cen energii elektrycznej w 2020 r. uzależnionych od poziomu zużycia energii. 	<ol style="list-style-type: none"> (1) Brak środków finansowych na funkcjonowanie systemu rekompensat. (2) Znaczna ilość czasu potrzebna na analizę wniosków składanych przez uprawnione podmioty.
Wdrażanie i zasady funkcjonowania Europejskiego Funduszu Sprawiedliwej Transformacji - Just Transition Fund (JTF).	Komisja Europejska przyjęła propozycję w sprawie mechanizmu sprawiedliwej transformacji. Na mechanizm ten składać się będzie kilka elementów m.in. nisko oprocentowane kredyty z programu Invest EU i Europejskiego Banku Inwestycyjnego (EBI). Całkowicie nowymi pieniędzmi w jego ramach ma być Fundusz Sprawiedliwej Transformacji (FST).	Potencjalna szansa na dodatkowe środki w ramach sektora energetycznego.	Brak.

<p>Projekt z dnia 4 marca 2020 roku Rozporządzenia Parlamentu i Rady ustanawiające ramy dla osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmieniające rozporządzenie (UE) 2018/1999, (Europejskie prawo klimatyczne) – (COM (2020) 80 final (2020/0036 (COD))).</p>	<p>Projekt Rozporządzenia jest elementem harmonogramu działań, przewidzianych w ramach realizacji Europejskiego Zielonego Ładu. Projekt ma na celu uzupełnienie istniejących ram politycznych poprzez ustanowienie długoterminowych kierunków działania oraz zapisanie w prawie UE celu neutralności klimatu do 2050 roku. Założenie, że do 2050 roku UE ma stać się „pierwszym neutralnym dla klimatu kontynentem”, co będzie wymagało osiągnięcia braku emisji netto gazów cieplarnianych.</p>	<p>Szanse dla realizacji w szerszym zakresie instalacji OZE, działań innowacyjnych i z zakresu efektywności energetycznej.</p>	<p>Zagrożenie wprowadzenia dalszych obostrzeń dla energetyki opartej o paliwa kopalne.</p>
--	--	--	--

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

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

Rysunek 13: Czynniki istotne dla rozwoju Grupy Energa w perspektywie kolejnego kwartału





Farma fotowoltaiczna – Bystra gm. Gdańsk

Sytuacja finansowo-majątkowa Grupy Energa

4. SYTUACJA FINANSOWO-MAJATKOWA GRUPY ENERGA

4.1. Zasady sporządzenia rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej Energa na dzień i za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2020 roku zostało sporządzone:

- zgodnie z Międzynarodowym Standardem Rachunkowości 34 „Śródroczna sprawozdawczość finansowa”, zaakceptowanym przez Unię Europejską,
- w zgodzie 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 na dzień i za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2020 roku.

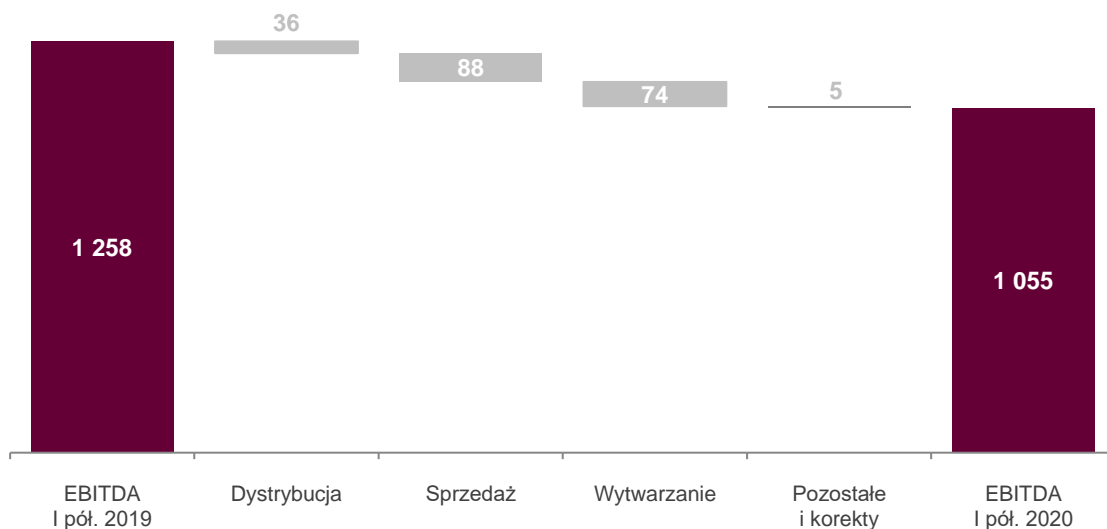
4.2. Omówienie wielkości ekonomiczno-finansowych ujawnionych w rocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym

Tabela 4: Skonsolidowane sprawozdanie z zysków lub strat (mln zł)

	I pół. 2019	I pół. 2020	Zmiana 2020/2019	Zmiana 2020/2019 (%)
Przychody ze sprzedaży	5 520	6 142	622	11%
Przychody z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny	510	3	(507)	-99%
Koszt własny sprzedaży	(5 282)	(5 849)	(567)	11%
Zysk lub strata brutto ze sprzedaży	748	296	(452)	-60%
Pozostałe przychody operacyjne	148	197	49	33%
Koszty sprzedaży	(188)	(192)	(4)	2%
Koszty ogólnego zarządu	(180)	(189)	(9)	5%
Pozostałe koszty operacyjne	(74)	(49)	25	-34%
Zysk lub strata z działalności operacyjnej	454	63	(391)	-86%
Wynik na działalności finansowej	(157)	(458)	(301)	> 100%
Udział w zysku/(stracie) jednostek wykazywanych metodą praw własności	16	(271)	(287)	< -100%
Zysk lub strata brutto	313	(666)	(979)	< -100%
Podatek dochodowy	(61)	(101)	(40)	66%
Zysk lub strata netto za okres	252	(767)	(1 019)	< -100%
EBITDA	1 258	1 055	(203)	-16%

	II kw. 2019	II kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody ze sprzedaży	2 549	2 856	307	12%
Przychody z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny	510	-	(510)	-100%
Koszt własny sprzedaży	(2 754)	(3 043)	(289)	10%
Zysk lub strata brutto ze sprzedaży	305	(187)	(492)	< -100%
Pozostałe przychody operacyjne	87	137	50	57%
Koszty sprzedaży	(87)	(90)	(3)	3%
Koszty ogólnego zarządu	(87)	(89)	(2)	2%
Pozostałe koszty operacyjne	(55)	(15)	40	-73%
Zysk lub strata z działalności operacyjnej	163	(244)	(407)	< -100%
Wynik na działalności finansowej	(78)	(359)	(281)	> 100%
Udział w zysku/(stracie) jednostek wykazywanych metodą praw własności	7	(252)	(259)	< -100%
Zysk lub strata brutto	92	(855)	(947)	< -100%
Podatek dochodowy	(26)	(23)	3	-12%
Zysk lub strata netto za okres	66	(878)	(944)	< -100%
EBITDA	704	487	(217)	-31%

Rysunek 14: EBITDA bridge w podziale na linie biznesowe (mln zł)



W I półroczu 2020 roku EBITDA Grupy wyniosła 1 055 mln zł i była niższa o 16% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

Negatywny wpływ na poziom EBITDA miała Linia Biznesowa Sprzedaż (obniżenie o 88 mln zł r/r), na co wpłynął przede wszystkim spadek marży na sprzedaży energii elektrycznej, co było związane z negatywnym wpływem dwóch czynników na wyniki bieżącego roku, tj. efektu pandemii COVID-19 oraz niekorzystnej taryfy na 2020 rok dotyczącej sprzedaży energii gospodarstwom domowym zatwierdzonej przez Prezesa URE.

Obniżenie EBITDA odnotowała także Linia Biznesowa Wytwarzanie, czego główną przyczyną była niższa produkcja w elektrowni w Ostrołęce, elektrowniach wodnych i źródłach kogeneracyjnych.

Niższy wynik EBITDA w Linii Biznesowej Dystrybucja (spadek EBITDA o 36 mln zł r/r), to efekt niższej marży na dystrybucji w związku z niekorzystną wyceną szacunku niezafakturowanego strat sieciowych. Ponadto, wzrosły koszty OPEX, głównie w obszarze świadczeń dla pracowników, w dużej mierze jako efekt wzrostu rezerw aktuarialnych w wyniku spadku stopy dyskontowej. Niekorzystny wpływ na wyniki miał także spadek przychodów z tytułu przyłączy, wzrost kosztu podatku od nieruchomości oraz niekorzystne saldo rezerw. Natomiast korzystnie na wyniki wpłynęła zmiana ujęcia infrastruktury otrzymanej nieodpłatnie (rozliczanej dotychczas poprzez rozliczenia międzyokresowe przychodów) w związku z uspojnieniem polityki rachunkowości z Grupą Orlen.

Największy udział w EBITDA Grupy w I półroczu 2020 roku miała Linia Biznesowa Dystrybucja (89%). Udział Linii Biznesowej Wytwarzanie oraz Linii Biznesowej Sprzedaż wyniósł odpowiednio 9% i 5%.

Zysk z działalności operacyjnej w I półroczu 2020 roku wyniósł 63 mln zł w porównaniu do 454 mln zł w analogicznym okresie 2019 roku. Największy wpływ na wynik EBIT r/r miały czynniki operacyjne opisane powyżej oraz dokonanie odpisów aktualizujących wartość aktywów w Elektrowni Ostrołęka B: w II kwartale 2019 roku na łączną kwotę 270 mln zł, natomiast w II kwartale 2020 na kwotę 473 mln zł.

W I pół. 2020 roku rozpoznany został udział w wynikach jednostek stowarzyszonych oraz wspólnych przedsięwzięciach w wysokości -271 mln zł, co oznacza zmianę w stosunku do porównywalnego okresu roku poprzedniego o -287 mln zł. Zmiana ta w znacznej mierze była wynikiem utworzenia rezerwy z tytułu rozliczenia ze spółką Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. na skutek złożonej w dniu 23 czerwca 2020 r. przez Generalnego Wykonawcę propozycji rozliczenia inwestycji dotyczącej budowy Elektrowni Ostrołęka C, a także zmiany udziału w wyniku spółki Polskiej Grupy Górniczej S.A.

Wynik netto Grupy w pierwszym półroczu 2020 roku wyniósł -767 mln zł w porównaniu do 252 mln zł w I półroczu 2019 roku. Na spadek wartości wyniku r/r dodatkowo wpłynęły wyższe koszty finansowe (przede wszystkim efekt ujęcia odpisu pożyczki udzielonej spółce Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o., w związku z decyzją o nie kontynuowaniu realizacji budowy Elektrowni Ostrołęka C w dotychczasowej formie oraz dokonanie odpisu aktualizującego wartości inwestycji we wspólnym przedsięwzięciu w PGG).

W I półroczu 2020 roku przychody Grupy ze sprzedaży wyniosły 6 145 mln zł i były wyższe od przychodów osiągniętych w analogicznym okresie 2019 roku o 115 mln zł, (tj. o 2%). Największą poprawę odnotowano w Linii Biznesowej Pozostałe i korekty, co było efektem mniejszych eliminacji transakcji pomiędzy Liniami w związku z brakiem w roku 2020 zakupu energii na pokrycie strat sieciowych w ramach Grupy. Z kolei w Linii Biznesowej Dystrybucja przychody wzrosły o 78 mln zł i był to głównie efekt wzrostu średniej ceny usługi dystrybucyjnej r/r. Natomiast Linia Biznesowa Wytwarzanie odnotowała obniżenie przychodów, w związku ze spadkiem wolumenu produkcji, głównie w Elektrowni w Ostrołęce oraz elektrowniach wodnych i CHP.

EBITDA Grupy w II kw. 2020 roku wyniosła 487 mln zł w porównaniu do 704 mln zł w II kwartale 2019 roku. Obniżenie wyniku Linii Biznesowej Sprzedaż było przede wszystkim efektem spadku marży na sprzedaży energii elektrycznej. Odpowiada za to głównie efekt wysokiej bazy. Wyniki II kwartału 2019 roku były wysokie z uwagi na rozpoznanie w tamtym okresie po raz pierwszy rekompensat wynikających ze stosowania Ustawy „o cenach energii w 2019 roku”. Rekompensaty te, pomimo ich rozpoznania w II kwartale, dotyczyły także I kwartału ubiegłego roku (kiedy nie były rozpoznane z uwagi na brak przepisów wykonawczych), co spowodowało skumulowanie przychodów za całe półrocze w samym II kw. znacząco zawyżając wyniki finansowe. Ponadto EBITDA tej Linii w bieżącym kwartale była pod presją dwóch czynników, tj. efektu pandemii COVID-19 oraz niekorzystnej taryfy na 2020 rok.

W Linii Biznesowej Dystrybucja głównym pozytywnym czynnikiem zmiany było wspomniane wyżej uspojnienie polityki rachunkowości z Grupą Orlen w zakresie infrastruktury przekazanej nieodpłatnie. Natomiast wyższy o 22 mln zł był OPEX Linii. Presja płacowa wynikająca m.in. ze wzrostu płacy minimalnej, przy jednoczesnej konieczności podejmowania działań niwelujących lukę kompetencyjną i pokoleniową, a także wzrost rezerw aktuarialnych przełożyły się na wzrost kosztów świadczeń pracowniczych.

Z kolei niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej znalazły odzwierciedlenie w obniżeniu wyniku r/r w Linii Biznesowej Wytwarzanie.

Poniżej przedstawiony został wpływ zdarzeń o nietypowym charakterze obciążającym wynik EBITDA.

Tabela 5: Poziom EBITDA skorygowany o wpływ istotnych zdarzeń jednorazowych* (mln zł)

I pół. 2020	
EBITDA	1 055
Skorygowana EBITDA	1 116
<i>w tym:</i>	
<i>Rezerwa na umowy rodzące obciążenia</i>	<i>(67)</i>
<i>Ubytek przychodów wynikający z Taryfy G</i>	<i>96</i>
<i>Szacunkowy wpływ COVID-19</i>	<i>95</i>
<i>Zmiana ujęcia infrastruktury otrzymanej nieodpłatnie (uspójnienie polityki rachunkowości z Grupą PKN Orlen)</i>	<i>(85)</i>
I pół. 2019	
EBITDA	1 258
Skorygowana EBITDA	1 233
<i>w tym:</i>	
<i>Rezerwa na umowy rodzące obciążenia (rozwiązanie)</i>	<i>(87)</i>
<i>Wpływ Ustawy "o cenach energii w 2019 roku" (za I pół. 2019)</i>	<i>20</i>
<i>CPA - rezerwa na sprawy sporne</i>	<i>31</i>
II kw. 2020	
EBITDA	487
Skorygowana EBITDA	517
<i>w tym:</i>	
<i>Rezerwa na umowy rodzące obciążenia</i>	<i>(29)</i>
<i>Ubytek przychodów wynikający z Taryfy G</i>	<i>47</i>
<i>Szacunkowy wpływ COVID-19</i>	<i>84</i>
<i>Zmiana ujęcia infrastruktury otrzymanej nieodpłatnie (uspójnienie polityki rachunkowości z Grupą PKN Orlen)</i>	<i>(85)</i>
II kw. 2019	
EBITDA	704
Skorygowana EBITDA	526
<i>w tym:</i>	
<i>Rezerwa na umowy rodzące obciążenia (rozwiązanie)</i>	<i>(50)</i>
<i>Utrata przychodu - wpływ Ustawy "o cenach energii w 2019 roku" (odwrócenie wartości za I kw. 2019)</i>	<i>(209)</i>

Wpływ Ustawy "o cenach energii w 2019 roku"
(w II kw. 2019) 50

CPA - rezerwa na sprawy sporne 31

* W tabeli przedstawiono zdarzenia jednorazowe określone na podstawie kryterium istotności, za które przyjęto 25 mln zł; w przypadku wpływu Ustawy „o cenach energii w 2019 roku”, ze względu na wagę poszczególnych elementów składających się zaprezentowaną wartość, odstąpiono od zastosowania kryterium istotności.

Tabela 6: Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł)

w mln zł	Stan na dzień 31 grudnia 2019	Stan na dzień 30 czerwca 2020	Zmiana 2020/2019	Zmiana 2020/2019 (%)
AKTYWA				
Aktywa trwałe				
Rzeczowe aktywa trwałe	14 262	14 134	(128)	-1%
Aktywa niematerialne	223	225	2	1%
Aktywa z tytułu prawa do użytkowania	847	828	(19)	-2%
Wartość firmy	11	11	-	-
Inwestycje w jednostki stowarzyszone i we wspólne przedsięwzięcia wyceniane metodą praw własności	336	138	(198)	-59%
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	262	317	55	21%
Pozostałe długoterminowe aktywa finansowe	190	6	(184)	-97%
Pozostałe aktywa długoterminowe	144	138	(6)	-4%
	16 275	15 797	(478)	-3%
Aktywa obrotowe				
Zapasy	756	830	74	10%
Należności z tytułu podatku dochodowego	61	38	(23)	-38%
Należności z tytułu dostaw i usług	1 489	1 860	371	25%
Inwestycje w portfel aktywów finansowych	-	-	-	-
Aktywa z tytułu umów	313	-	(313)	-100%
Pozostałe krótkoterminowe aktywa finansowe	203	313	110	54%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 461	305	(1 156)	-79%
Pozostałe aktywa krótkoterminowe	409	132	(277)	-68%
	4 692	3 478	(1 214)	-26%
SUMA AKTYWÓW	20 967	19 275	(1 692)	-8%

PASYWA

Kapitał własny

Kapitał podstawowy	4 522	4 522	-	-
Różnice kursowe z przeliczenia jednostki zagranicznej	-	3	3	-
Kapitał rezerwowy	1 018	1 018	-	-
Kapitał zapasowy	2 035	1 661	(374)	-18%
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających	(52)	(136)	(84)	< -100%
Zyski zatrzymane	1 730	1 374	(356)	-21%
Kapitał własny przypadający właścicielom jednostki dominującej	9 253	8 442	(811)	-9%
Udziały niekontrolujące	11	(36)	(47)	< -100%
	9 264	8 406	(858)	-9%

Zobowiązania długoterminowe

Kredyty i pożyczki	2 047	1 869	(178)	-9%
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	2 326	2 439	113	5%
Rezerwy długoterminowe	786	926	140	18%
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	738	771	33	4%
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje długoterminowe	296	224	(72)	-24%
Zobowiązania z tytułu leasingu	637	629	(8)	-1%
Pozostałe zobowiązania finansowe długoterminowe	82	68	(14)	-17%
	6 912	6 926	14	0%

Zobowiązania krótkoterminowe

Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	802	622	(180)	-22%
Zobowiązania z tytułu umów	139	124	(15)	-11%
Bieżąca część kredytów i pożyczek	393	1 922	1 529	> 100%
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	2 219	46	(2 173)	-98%
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	-	-	-	-
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje	188	151	(37)	-20%
Rezerwy krótkoterminowe	583	730	147	25%
Pozostałe zobowiązania finansowe	235	203	(32)	-14%
Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	232	145	(87)	-38%
	4 791	3 943	(848)	-18%

Zobowiązania razem

11 703 10 869 (834) -7%

SUMA PASYWÓW

20 967 19 275 (1 692) -8%

Na dzień 30 czerwca 2020 roku suma bilansowa Grupy Energa wyniosła 19 275 mln zł i była niższa o 1 692 mln zł w stosunku do stanu na koniec 2019 roku.

W ramach aktywów trwałych najistotniejsza zmiana dotyczyła pozycji Inwestycje w jednostki stowarzyszone i we wspólne przedsięwzięcia wyceniane metodą praw własności i wynikała głównie z dokonania odpisu aktualizującego wartości inwestycji we wspólnym przedsięwzięciu w PGG w kwocie 145 mln zł. Natomiast po stronie aktywów obrotowych zmiany dotyczyły przede wszystkim pozycji środki pieniężne (przyczyny zmiany stanu środków pieniężnych zostały opisane w dalszej części dotyczącej przepływów pieniężnych) oraz pozycji pozostałe aktywa krótkoterminowe, gdzie spadek o 277 mln zł, związany był przede wszystkim z rozliczeniem dotyczącym sprzedaży Farmy Wiatrowej Przykona (rozliczenie zaliczek), spadkiem należności z tytułu podatku VAT oraz rozliczeniem należnej rekompensaty z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny.

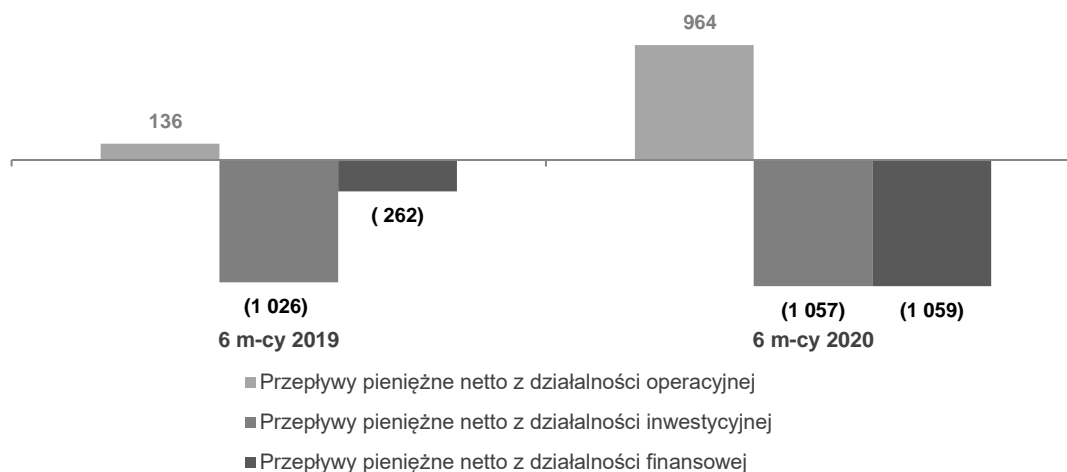
Kapitał własny Grupy Energa na dzień 30 czerwca 2020 roku wyniósł 8 406 mln zł i finansował Grupę w 44%.

Największa zmiana w ramach zobowiązań związana była ze zmianą pozycji bieżąca część kredytów i pożyczek i dotyczyła uruchomienia kredytów w łącznej wysokości 1 500 mln zł. Znacząca, odwrotna do ww. zmiana dotyczyła pozycji krótkoterminowe zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych i związana była głównie z wykupem zapadających w marcu 2020 roku euroobligacji wyemitowanych w marcu 2013 roku przez spółkę Energa Finance AB (publ) w ramach programu EMTN.

Tabela 7: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

	6 m-cy 2019	6 m-cy 2020	Zmiana 2020/2019	Zmiana 2020/2019 (%)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	136	964	828	> 100%
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 026)	(1 057)	(31)	-3%
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(262)	(1 059)	(797)	< -100%
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	(1 152)	(1 152)	-	0%
Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego	1 574	305	(1 269)	-81%

Rysunek 15: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)



Stan środków pieniężnych skorygowany o wpływ różnic kursowych Grupy na 30 czerwca 2020 roku wyniósł 305 mln zł i był niższy o 1 269 mln zł w stosunku do stanu środków pieniężnych przed rokiem. Łączne przepływy netto środków pieniężnych z działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej Grupy w 2020 roku były ujemne i wyniosły 1 152 mln zł, wobec również ujemnych przepływów w kwocie 1 152 mln zł w 2019 roku.

Wartość przepływów z działalności operacyjnej w porównaniu do 2019 roku wzrosła o 828 mln zł. Wzrost przepływów z działalności operacyjnej był spowodowany przede wszystkim spadkiem stanu należności handlowych i z tytułu umów i wzrostem stanu rezerw aktuarialnych, rezerw z tytułu obowiązku przedstawienia świadectw i innych rezerw.

Wpływy netto z działalności inwestycyjnej w 2020 roku wzrosły o 31 mln zł, co wynikało przede wszystkim z wyższych wydatków na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i aktywów niematerialnych oraz udzielonych pożyczek przy niższych wydatkach na inwestycje w jednostki stowarzyszone i we wspólne przedsięwzięcia wyceniane metodą praw własności.

W 2020 roku przepływy z działalności finansowej były ujemne i wyniosły 1 059 mln zł w stosunku do ujemnych przepływów 2019 roku w kwocie 262 mln zł. W 2020 roku wystąpiły istotne wpływy i wypływy z zaciągniętych kredytów oraz wpływy z tytułu wykupu dłużnych papierów wartościowych.

4.3. Charakterystyka struktury aktywów i pasywów skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji

Rysunek 16: Struktura aktywów i pasywów

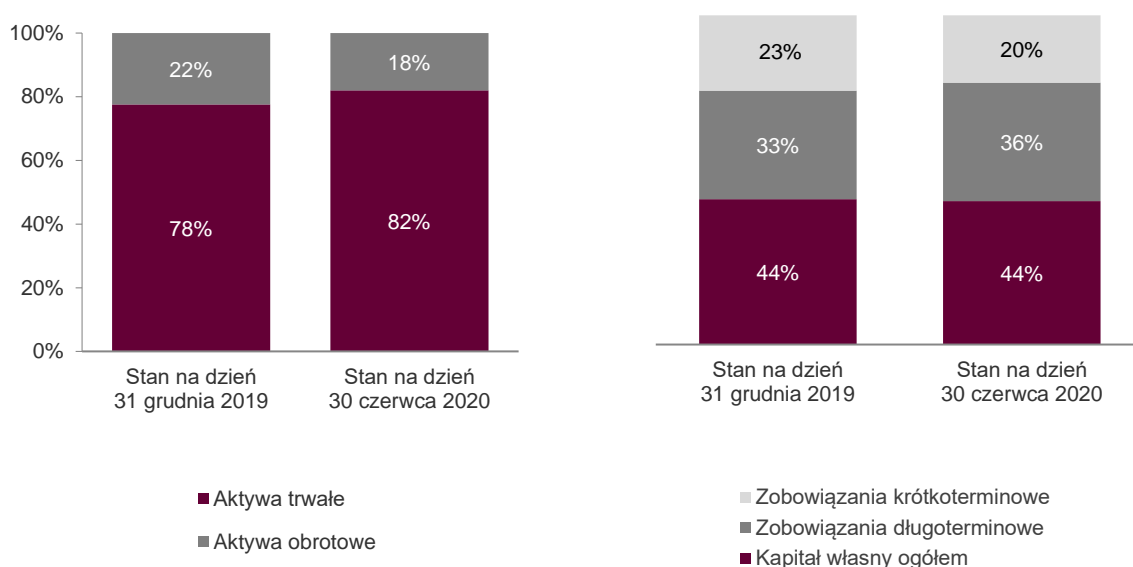


Tabela 8: Wskaźniki finansowe Grupy Energa

Wskaźnik	Definicja	I pół. 2019	I pół. 2020
Rentowność			
marża EBITDA	wynik na działalności operacyjnej + amortyzacja + odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych / przychody ze sprzedaży (z uwzględnieniem przychodów z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny)	20,9%	17,2%
rentowność kapitałów własnych (ROE)	zysk netto za okres* / kapitał własny na koniec okresu	4,1%	-24,0%
rentowność sprzedaży (ROS)	zysk netto za okres / przychody ze sprzedaży (z uwzględnieniem przychodów z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny)	4,2%	-12,5%
rentowność majątku (ROA)	zysk netto za okres* / aktywa ogółem na koniec okresu	2,0%	-10,5%

* zysk netto za ostatnie 12 miesięcy

Wskaźnik	Definicja	Stan na dzień 31 grudnia 2019	Stan na dzień 30 czerwca 2020
Płynność			
wskaźnik płynności bieżącej	aktywa obrotowe/zobowiązania krótkoterminowe	1,0	0,9
Zadłużenie			
zobowiązania finansowe (mln zł)	suma zobowiązań z tytułu kredytów i pożyczek, dłużnych papierów wartościowych oraz leasingu, zarówno długo- i krótkoterminowych	7 661	6 947
zobowiązania finansowe netto (mln zł)	zobowiązania finansowe - środki pieniężne i ich ekwiwalenty	6 200	6 642
wskaźnik długu netto**/EBITDA*	zobowiązania finansowe netto/EBITDA	2,2	2,7

* EBITDA za ostatnie 12 miesięcy

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

Wynik EBITDA uległ obniżeniu w I półroczu 2020 roku w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku, natomiast przychody ze sprzedaży (z uwzględnieniem Funduszu Wypłat Różnicy Ceny) nieznacznie wzrosły. Czynniki wpływające na zmianę zostały opisane w części dotyczącej omówienia wielkości finansowych. W związku z odwrotną dynamiką zmiany EBITDA w stosunku do przychodów ze sprzedaży wskaźnik marża EBITDA uległ obniżeniu. Z kolei niekorzystna zmiana r/r wyniku netto (wystąpienie ujemnego wyniku w I półroczu 2020 roku) wpłynęła na spadek wskaźników rentowności.

Na wzrost wskaźnika dług netto/EBITDA wpłynął w szczególności niższy poziom środków pieniężnych pomimo pewnego spadku zobowiązań finansowych na dzień 30 czerwca 2020 roku w stosunku do 31 grudnia 2019 roku. Również EBITDA za ostatnie 12 miesięcy ukształtowała się na niższym poziomie.

4.4. Opis istotnych pozycji pozabilansowych

Informacje w tym zakresie znajdują w rozdziale 9.1. *Informacje o istotnych umowach i transakcjach* niniejszego sprawozdania oraz w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym – nota 19: *Aktywa i zobowiązania warunkowe*.

4.5. Prognozy wyników finansowych

Zarząd Energi nie publikował prognoz dla jednostkowych i skonsolidowanych wyników finansowych za rok obrotowy 2020.



Działalność Segmentów Grupy Energa

5. DZIAŁALNOŚĆ SEGMENTÓW GRUPY ENERGA

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

Tabela 9: Wyniki EBITDA Grupy Energa w podziale na Linie Biznesowe (mln zł)

	I pół. 2019	I pół. 2020	Zmiana 2020/2019	Zmiana 2020/2019 (%)
DYSTRYBUCJA	976	940	(36)	-4%
WYTWARZANIE	172	98	(74)	-43%
SPRZEDAŻ	140	52	(88)	-63%
POZOSTAŁE oraz wyłączenia i korekty konsolidacyjne	(30)	(35)	(5)	-17%
EBITDA Razem	1 258	1 055	(203)	-16%

	II kw. 2019	II kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)
DYSTRYBUCJA	428	447	19	4%
WYTWARZANIE	54	29	(25)	-46%
SPRZEDAŻ	235	18	(217)	-92%
POZOSTAŁE oraz wyłączenia i korekty konsolidacyjne	(13)	(7)	6	46%
EBITDA Razem	704	487	(217)	-31%

5.1. Linia Biznesowa Dystrybucja

5.1.1. Działalność biznesowa i operacyjna

Tabela 10: Dystrybucja energii elektrycznej według grup taryfowych (GWh)

	II kw. 2019	II kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2019	I pół. 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Grupa taryfowa A (WN)	844	710	(134)	-16%	1 673	1 516	(157)	-9%
Grupa taryfowa B (SN)	2 111	1 891	(220)	-10%	4 363	4 092	(271)	-6%
Grupa taryfowa C (nN)	1 052	943	(109)	-10%	2 209	2 059	(150)	-7%
Grupa taryfowa G (nN)	1 343	1 430	87	6%	2 916	3 001	84	3%
Dystrybucja energii razem	5 351	4 974	(376)	-7%	11 162	10 668	(494)	-4%

W I półroczu 2020 roku wolumen dostarczonej energii elektrycznej wyniósł 10 668 GWh i był niższy o 4% niż w analogicznym okresie roku ubiegłego. Podobna tendencja wystąpiła w II kwartale 2020 roku, w którym wolumen dystrybucji energii elektrycznej wyniósł 4 974 GWh i był niższy o 7% r/r. Spadki wolumenu zanotowano w grupach A, B i C i był to przede wszystkim efekt pandemii COVID-19 oraz wzrostu cen (odbiorcy szukali oszczędności i ograniczali zużycie). Wzrost wolumenu odnotowano w taryfie G (zwiększone zużycie w gospodarstwach domowych wynikające z pracy i nauki zdalnej).

Tabela 11: 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. 2019	32,8	6,9	39,7	0,6	0,0	0,6
II kw. 2020	17,1	4,6	21,8	0,4	0,0	0,4
Zmiana	(15,7)	(2,3)	(18,0)	(0,2)	(0,0)	(0,2)
Zmiana (%)	-48%	-33%	-45%	-35%	-39%	-35%
I pół. 2019	60,7	13,2	73,9	1,1	0,1	1,2
I pół. 2020	51,1	9,4	60,5	0,9	0,1	0,9
Zmiana 2020/2019	(9,6)	(3,8)	(13,4)	(0,2)	(0,0)	(0,3)
Zmiana 2020/2019 (%)	-16%	-29%	-18%	-22%	-32%	-23%

Spółka Energa Operator w I półroczu 2020 roku osiągnęła wskaźniki SAIDI i SAIFI na poziomie odpowiednio 60,5 min./odb. i 0,9 przerwy/odb., tj. niższym niż w analogicznym okresie roku ubiegłego. Podobna tendencja wystąpiła w II kw. 2020 roku. Największa 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.

5.1.2. Wyniki finansowe

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

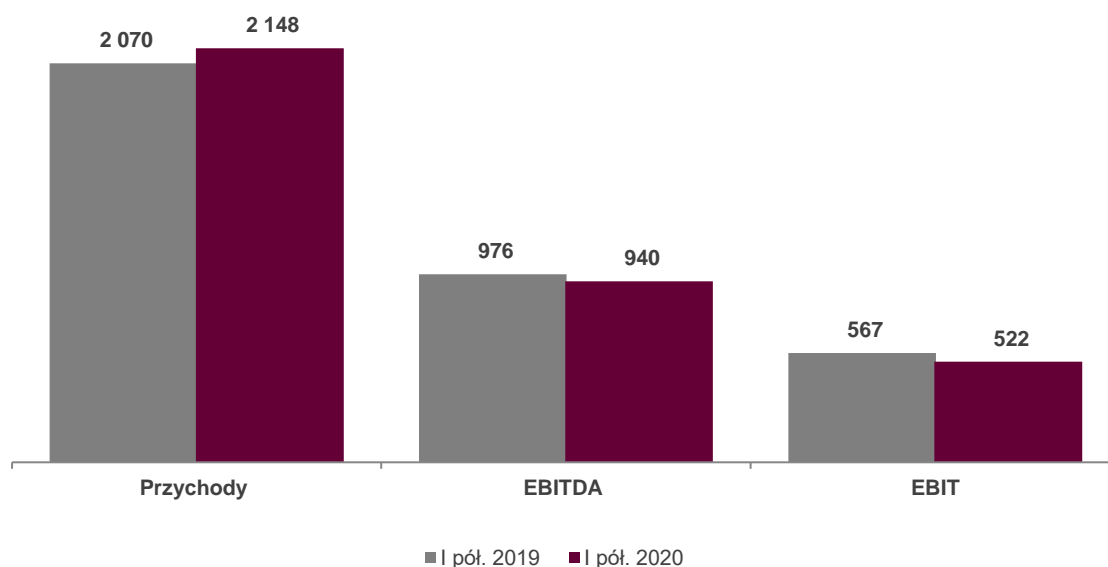
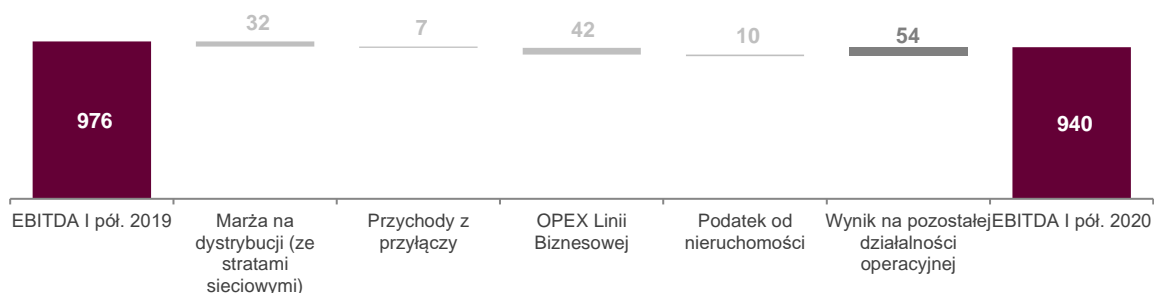


Tabela 12: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)

	I pół. 2019	I pół. 2020	Zmiana 2020/2019	Zmiana 2020/2019 (%)
Przychody	2 070	2 148	78	4%
EBITDA	976	940	(36)	-4%
amortyzacja	409	418	9	2%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	567	522	(45)	-8%
Wynik netto	400	344	(56)	-14%
CAPEX	648	579	(69)	-11%

	II kw. 2019	II kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	996	1 002	6	1%
EBITDA	428	447	19	4%
amortyzacja	207	208	1	0%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	221	239	18	8%
Wynik netto	148	156	8	5%
CAPEX	314	313	(1)	0%

Rysunek 18: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)



Linia Biznesowa Dystrybucja wypracowała w I półroczu 2020 roku 89% EBITDA Grupy Energa (w okresie porównywalnym było to 78% EBITDA Grupy).

EBITDA za I półrocze 2020 roku wyniosła 940 mln zł wobec 976 mln zł w analogicznym okresie roku ubiegłego. Istotny wpływ na ukształtowanie się EBITDA miała niższa o 32 mln zł marża na dystrybucji (ze stratami sieciowymi), która była przede wszystkim efektem niekorzystnej wyceny szacunku niezafakturowanego strat sieciowych. Natomiast marża na dystrybucji przed stratami sieciowymi, zanotowała poprawę w ujęciu rocznym, pomimo negatywnego wpływu pandemii COVID-19 (niższe wolumeny dystrybucji).

Koszty OPEX w analizowanym okresie wzrosły r/r o 42 mln zł, głównie w obszarze świadczeń dla pracowników, w dużej mierze jako efekt wzrostu rezerw aktuarialnych w wyniku spadku stopy dyskontowej (wpływ na EBITDA wyniósł ok. 12 mln zł), pojawiły się także zwiększone koszty BHP związane z COVID-19. W I półroczu nastąpił również wzrost kosztów usług obcych w obszarze kosztów konserwacji, remontów, inkasenckich i technicznej obsługi odbiorców.

Niekorzystny wpływ na wyniki miał także spadek przychodów z przyłączy, wzrost kosztu podatku od nieruchomości oraz niekorzystne saldo rezerw (głównie rezerw na posadowienie infrastruktury energetycznej na gruntach osób trzecich).

W II kwartale br. miało także miejsce zdarzenie jednorazowe, które poprawiło wyniki Linii o 73 mln zł - zmieniono ujęcie infrastruktury otrzymanej nieodpłatnie (rozliczanej dotychczas poprzez rozliczenia międzyokresowe przychodów) w związku z uspojnieniem polityki rachunkowości z Grupą Orlen.

Zysk netto Linii Biznesowej Dystrybucja w I półroczu 2020 roku wyniósł 344 mln zł wobec 400 mln zł w I półroczu poprzedniego roku, a przyczyny jego spadku są analogiczne jak w przypadku wyniku operacyjnego.

Przychody ze sprzedaży w I półroczu 2020 roku ukształtowały się na poziomie 2 148 mln zł, tj. o 4% wyższym niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Było to związane ze wzrostem średniej ceny usługi dystrybucyjnej o ok. 9%. Tak duży wzrost ceny r/r związany jest m. in. ze zmianą struktury sprzedaży w grupach taryfowych, gdzie przyrost odnotowano w wysokomarżowej taryfie G, a spadki w pozostałych grupach taryfowych, a także ze wzrostem taryfy dla usługi dystrybucyjnej r/r.

W II kw. 2020 roku EBITDA Linii wyniosła 447 mln zł wobec 428 mln zł w analogicznym okresie roku ubiegłego, a EBIT osiągnął poziom 239 mln zł (tj. o 18 mln zł więcej r/r). Istotny wpływ na ukształtowanie się wyniku operacyjnego miał wyższy o 22 mln zł OPEX Linii. Presja płacowa wynikająca m.in. ze wzrostu płacy minimalnej przy jednoczesnej konieczności podejmowania działań niwelujących lukę kompetencyjną i pokoleniową, a także wzrost rezerw aktuarialnych przełożyły się na wzrost kosztów świadczeń pracowniczych.

Saldo pozostałej działalności operacyjnej było wyższe r/r o 60 mln zł, czego główną przyczyną było wspomniane wyżej wydarzenie jednorazowe. Jednocześnie wystąpiło gorsze saldo rezerw (głównie rezerw na posadowienie infrastruktury energetycznej na gruntach osób trzecich), spadły także przychody z przyłączy, natomiast wyższe były koszty podatku od nieruchomości.

Marża na dystrybucji (ze stratami sieciowymi) była na zbliżonym poziomie r/r.

5.2. Linia Biznesowa Wytwarzanie

5.2.1. Działalność biznesowa i operacyjna

Tabela 13: Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh)

	II kw. 2019	II kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2019	I pół. 2020	Zmiana 2020/2019	Zmiana 2020/2019 (%)
Elektrownie - węgiel kamienny	553	296	(257)	-46%	1 067	585	(482)	-45%
Elektrownie - współspalanie biomasy	-	41	41	-	-	94	94	-
Elektrociepłownie - węgiel kamienny	22	26	4	16%	64	62	(2)	-3%
Elektrociepłownie - biomasa	37	2	(35)	-95%	76	19	(58)	-76%
Elektrownie - woda	219	157	(62)	-28%	475	366	(109)	-23%
Elektrownia szczytowo-pompowa	12	7	(5)	-41%	26	28	2	6%
Elektrownie - wiatr	80	93	13	17%	238	268	30	13%
Elektrownie - fotowoltaika	2	2	(0)	-14%	3	3	(0)	-10%
Produkcja energii razem	925	624	(301)	-33%	1 950	1 425	(525)	-27%
<i>w tym z OZE</i>	<i>337</i>	<i>295</i>	<i>(42)</i>	<i>-13%</i>	<i>792</i>	<i>750</i>	<i>(43)</i>	<i>-5%</i>

Aktywa wytwórcze w Grupie Energa w I półroczu 2020 roku wyprodukowały ok. 1,4 TWh energii elektrycznej wobec 1,9 TWh w analogicznym okresie roku ubiegłego (tj. mniej o 27%). Tendencja ta dotyczyła głównie Elektrowni w Ostrołęce, elektrowni wodnych oraz elektrociepłowni (Elbląg). W tym okresie, 45% wytworzonej przez Grupę energii elektrycznej brutto pochodziło z węgla kamiennego, 28% z wody, 19% z wiatru i 8% 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 spowodowany był panującymi warunkami pogodowymi. Produkcja energii w elektrociepłowniach Grupy to pochodna produkcji ciepła, która była głównie zależna od zapotrzebowania na ciepło przez odbiorców lokalnych Grupy. Dodatkowym czynnikiem, który wpłynął na zwiększenie bazy 2019 roku była potrzeba realizacji przez źródła kogeneracyjne zadanego wolumenu produkcji dla umowy o dotację (brak powyższego efektu w 2020 roku).

Wyniki Linii w II kwartale 2020 roku charakteryzowały się podobną tendencją do tej zaobserwowanej w ujęciu całego półrocza.

Tabela 14: Produkcja ciepła brutto (TJ)

	II kw. 2019	II kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2019	I pół. 2020	Zmiana	Zmiana (%)
ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o.	400	450	50	13%	1 288	1 262	(27)	-2%
ENERGA Elektrownie Ostrołęka S.A.	231	231	(1)	-0%	697	659	(37)	-5%
Ciepło Kaliskie Sp. z o.o.	35	34	(1)	-4%	165	157	(8)	-5%
Produkcja ciepła brutto razem	667	715	48	7%	2 150	2 079	(71)	-3%

W I półroczu 2020 roku Grupa wyprodukowała 2 079 TJ energii cieplnej (tj. mniej o 3%), na co wpływ miała m.in. temperatura powietrza kształtująca zapotrzebowanie na ciepło u odbiorców lokalnych Grupy w miastach Ostrołęka, Elbląg i Kalisz.

Przeciwną tendencję odnotowano w samym II kwartale br., kiedy Grupa wyprodukowała o 48 TJ więcej ciepła porównując się do analogicznego okresu roku ubiegłego (tj. więcej o 7%). Powyższa zależność była determinantą warunków pogodowych.

Tabela 15: Wolumen i koszt zużycia kluczowych paliw

	II kw. 2019	II kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2019	I pół. 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Węgiel kamienny								
Ilość (tys. ton)	273	161	(112)	-41%	553	342	(211)	-38%
Koszt (mln zł)	82	50	(32)	-39%	163	107	(56)	-34%
Biomasa								
Ilość (tys. ton)	28	24	(4)	-13%	60	72	13	21%
Koszt (mln zł)	17	11	(5)	-33%	35	36	1	2%
Zużycie paliw razem (mln zł)	99	61	(37)	-38%	198	143	(55)	-28%

* łącznie z kosztem transportu

W I półroczu 2020 roku wytwórcy Grupy zużyli o 211 tys. ton mniej węgla kamiennego oraz o 13 tys. ton więcej biomasy w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego. Zwiększenie produkcji z biomasy to głównie efekt uruchomienia produkcji ze współspalania w Elektrowni w Ostrołęce (pomimo niższej produkcji w Elblągu ze źródła biomasowego). Niższe zużycie węgla wynikało z niższej produkcji energii elektrycznej głównie przez elektrownię w Ostrołęce. Jednocześnie, odnotowano wyższe koszty jednostkowe zakupu węgla oraz niższe koszty jednostkowe zakupu biomasy.

Analizując II kwartał r/r należy zauważyć utrzymanie opisanych powyżej tendencji dla kosztów jednostkowych węgla i biomasy. Jednocześnie, należy podkreślić zmniejszenie zużycia biomasy w tym okresie, w przeciwieństwie do tendencji zaobserwowanej w całym I półroczu br.

5.2.2. Wyniki finansowe

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

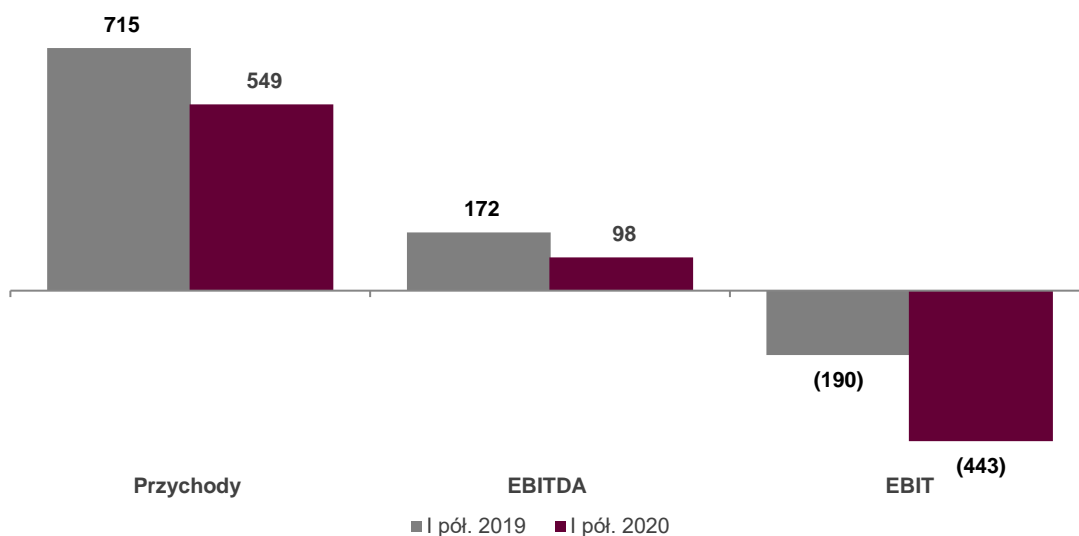


Tabela 16: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie (mln zł)

	I pół. 2019	I pół. 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	715	549	(166)	-23%
EBITDA	172	98	(74)	-43%
amortyzacja	92	71	(21)	-23%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	270	470	200	74%
EBIT	(190)	(443)	(253)	< -100%
Wynik netto	(177)	(476)	(299)	< -100%
CAPEX	101	197	96	95%

	II kw. 2019	II kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	337	252	(85)	-25%
EBITDA	54	29	(25)	-46%
amortyzacja	46	33	(13)	-28%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	270	473	203	75%
EBIT	(262)	(477)	(215)	-82%
Wynik netto	(224)	(486)	(262)	< -100%
CAPEX	79	145	66	84%

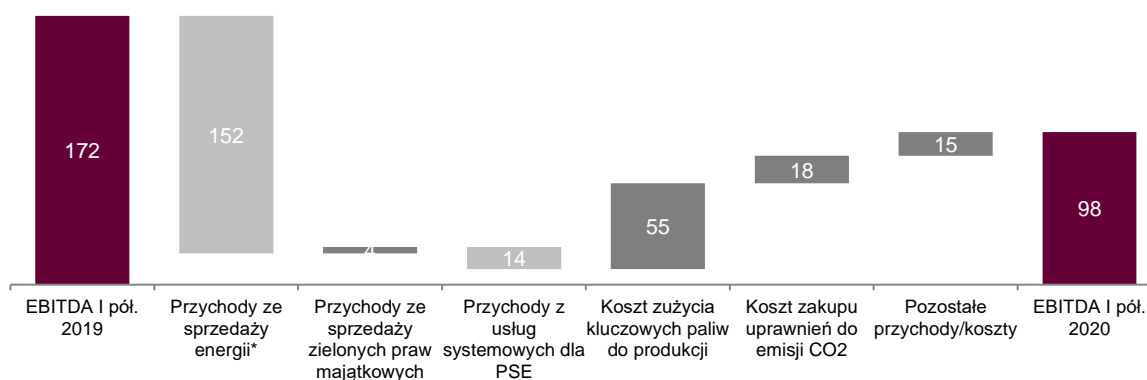
Poniższa tabela prezentuje podział EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie na poszczególne Obszary Wytwarzania. Zestawienie zawiera dane jednostkowe z uwzględnieniem narzutu kosztów zarządzania Linią, eliminacji transakcji wzajemnych pomiędzy obszarami biznesowymi oraz korekt konsolidacyjnych.

Tabela 17: EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie w podziale na Obszary Wytwarzania (mln zł)

	I pół. 2019	I pół. 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Woda	90	60	(30)	-33%
Wiatr	59	57	(2)	-4%
Elektrownia w Ostrołęce	26	(19)	(45)	< -100%
Pozostałe i korekty	(4)	(1)	3	81%
Razem Wytwarzanie	172	98	(74)	-43%

	II kw. 2019	II kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Woda	42	23	(19)	-45%
Wiatr	19	16	(3)	-16%
Elektrownia w Ostrołęce	2	(7)	(10)	< -100%
Pozostałe i korekty	(8)	(3)	6	70%
Razem Wytwarzanie	54	29	(25)	-46%

Rysunek 20: EBITDA bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie (w mln zł)



* uwzględnia trading energii elektrycznej netto (przychód minus koszt)

Udział Linii Biznesowej Wytwarzanie w łącznym poziomie EBITDA Grupy wyniósł 9% w I półroczu 2020 roku (14% w analogicznym okresie roku ubiegłego).

EBITDA Linii za I półrocze 2020 roku uległa obniżeniu o 74 mln zł r/r. W tym okresie odnotowano spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 152 mln zł (głównym powodem była niższa produkcja elektrowni w Ostrołęce, elektrowniach wodnych i źródłach kogeneracyjnych oraz niższa cena sprzedaży energii przez Linię) oraz spadek przychodów z usług systemowych świadczonych na rzecz Operatora Sieci Przesyłowej o 14 mln zł (m.in. niższe przychody ze świadczenia Operacyjnej Rezerwy Mocy).

Powyższe spadki, zostały częściowo zniwelowane:

- niższym kosztem zużycia paliw do produkcji (z uwagi przede wszystkim na niższe wolumeny produkcji oraz wyższy koszt jednostkowy zakupu węgla) – o 55 mln zł,

- niższym kosztem zakupu uprawnień do emisji głównie z uwagi na niższy wolumen produkcji energii (o 18 mln zł) pomimo faktu, że obecny rok jest pierwszym, w którym Grupa nie uzyskała darmowej puli uprawnień do emisji z produkcji energii elektrycznej.
- niższym kosztem stałym z tytułu remontu średniego bloku nr 2 w Elektrowni w Ostrołęce w roku 2019 (efekt wyższej bazy) – o 19 mln zł.

oraz

- wyższymi przychodami ze sprzedaży zielonych praw majątkowych (głównie z uwagi na wyższe ceny rynkowe oraz uruchomienie produkcji ze współspalania w Elektrowni w Ostrołęce) – o 4 mln zł.

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

- dokonanie w II kwartale 2019 roku odpisu aktualizującego wartość aktywów w Elektrowni Ostrołęka B na łączną kwotę 270 mln zł. Powodem odpisu była zmian w otoczeniu legislacyjnym;
- dokonanie w II kwartale 2020 roku odpis aktualizującego wartość aktywów w Elektrowni Ostrołęka B na łączną kwotę 473 mln zł. 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.

Nakłady inwestycyjne Linii w I półroczu 2020 roku były wyższe r/r o 96 mln zł i związane były głównie z budową nowej Farmy Wiatrowej Przykona oraz inwestycjami środowiskowymi w Elektrowni w Ostrołęce.

W ujęciu kwartalnym r/r niższy poziom EBITDA Linii (o 25 mln zł r/r) był w głównej mierze spowodowany niższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej, niższymi przychodami ze sprzedaży zielonych praw majątkowych oraz niższym przychodem z usług systemowych świadczonych na rzecz PSE. Negatywny wpływ powyższych czynników został tylko częściowo zniwelowany niższym kosztem zużycia kluczowych paliw do produkcji, niższym kosztem zakupu uprawnień do emisji oraz niższym kosztem stałym z tytułu remontu średniego bloku nr 2 w Elektrowni w Ostrołęce w roku 2019 (efekt wyższej bazy).

Tabela 18: Wyniki Obszaru Wytwarzania Woda (mln zł)

	II kw. 2019	II kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2019	I pół. 2020	Zmiana 2020/2019	Zmiana 2020/2019 (%)
Przychody	68	47	(21)	-30%	141	111	(30)	-21%
EBITDA	42	23	(19)	-45%	90	60	(30)	-33%
EBIT	34	14	(20)	-58%	74	43	(31)	-42%
CAPEX	2	2	(1)	-23%	4	3	(1)	-15%

Tabela 19: Wyniki Obszaru Wytwarzania Wiatr (mln zł)

	II kw. 2019	II kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2019	I pół. 2020	Zmiana 2020/2019	Zmiana 2020/2019 (%)
Przychody	28	24	(4)	-14%	79	75	(4)	-5%
EBITDA	19	16	(3)	-16%	59	57	(2)	-4%
EBIT	5	2	(3)	-60%	33	29	(3)	-10%
CAPEX	9	128	120	> 100%	9	131	122	> 100%

Tabela 20: Wyniki Obszaru Wytwarzania Elektrownia w Ostrołęce (mln zł)

	II kw. 2019	II kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2019	I pół. 2020	Zmiana 2020/2019	Zmiana 2020/2019 (%)
Przychody	194	146	(47)	-24%	382	271	(111)	-29%
EBITDA	2	(7)	(10)	< -100%	26	(19)	(45)	< -100%
EBIT	(284)	(485)	(201)	-71%	(276)	(503)	(227)	-82%
CAPEX	61	4	(57)	-94%	76	48	(28)	-37%

Tabela 21: Wyniki Obszaru Wytwarzania Pozostałe i korekty (mln zł)

	II kw. 2019	II kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2019	I pół. 2020	Zmiana 2020/2019	Zmiana 2020/2019 (%)
Przychody	47	34	(13)	-27%	113	92	(21)	-19%
EBITDA	(8)	(3)	6	70%	(4)	(1)	3	81%
EBIT	(17)	(9)	8	48%	(21)	(12)	8	41%
CAPEX	6	12	5	81%	12	14	2	21%

5.3. Linia Biznesowa Sprzedaż

5.3.1. Działalność biznesowa i operacyjna

Tabela 22: Sprzedaż energii elektrycznej (GWh)

	II kw. 2019	II kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2019	I pół. 2020	Zmiana 2020/2019	Zmiana 2020/2019 (%)
Sprzedaż energii detaliczna	4 837	4 354	(483)	-10%	9 804	9 275	(529)	-5%
Sprzedaż energii na rynku hurtowym, w tym:	805	1 183	378	47%	2 428	2 614	186	8%
<i>Sprzedaż energii na rynek bilansujący</i>	116	299	183	> 100%	433	705	272	63%
<i>Sprzedaż energii na pokrycie strat sieciowych do Energi Operatora</i>	180	-	(180)	-100%	559	-	(559)	-100%
<i>Pozostała sprzedaż hurtowa</i>	509	884	375	74%	1 436	1 909	473	33%
Sprzedaż energii razem	5 642	5 537	(105)	-2%	12 232	11 889	(343)	-3%

W I półroczu 2020 roku łączny wolumen sprzedanej energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż był niższy o 3% (tj. o 0,3 TWh) w porównaniu do I półrocza 2019 roku. To skutek mniejszej sprzedaży na rynku detalicznym.

Wolumen sprzedaży na rynku detalicznym spadł w I półroczu 2020 roku o 5% (tj. o 0,5 TWh) w ujęciu r/r. W ramach sprzedaży detalicznej na rynku polskim nastąpił spadek wolumenu sprzedaży do klientów biznesowych (o ok. 9%), przy jednoczesnym wzroście wolumenu sprzedaży do gospodarstw domowych (o 3% r/r). Na poziom zużycia energii elektrycznej oraz jego strukturę w omawianym okresie wpływ miała pandemia COVID-19 poprzez ograniczenie działalności gospodarczej przekładające się na niższe zużycie energii przez klientów biznesowych przy wzroście zużycia energii przez gospodarstwa domowe. Ten efekt miał szczególne znaczenie w II kwartale br., przez którego znaczną część utrzymywały się

obostrzenia wynikające z wprowadzenia stanu epidemicznego w Polsce. Przełożyło się to na spadek sprzedaży detalicznej w II kwartale br. aż o 10% w porównaniu do II kwartału 2019 roku.

Na koniec I półrocza br. liczba odbiorców końcowych energii elektrycznej wynosiła 3,1 mln, co oznacza wzrost o ok. 47 tys. klientów w ujęciu r/r. Za przyrost bazy klientów w głównej mierze odpowiada grupa taryfowa G (gospodarstwa domowe). Sprzedaż detaliczna na rynku słowackim została ograniczona do nieznaczącej ilości z uwagi na dobiegający końca proces wygaszania działalności na rynku detalicznym w tym kraju.

Sprzedaż energii elektrycznej na rynku hurtowym wzrosła z kolei w I półroczu 2020 roku o 0,2 TWh (tj. o 8%) w stosunku do roku ubiegłego. Wzrost nastąpił pomimo braku w 2020 roku sprzedaży energii na pokrycie strat sieciowych do Energi Operatora SA – na ten okres został wyłoniony inny sprzedawca. Wzrost sprzedaży energii na rynku bilansującym oraz w ramach pozostałej sprzedaży wynikał z konieczności odsprzedaży nadmiarowej energii elektrycznej, co wiązało się ze zmniejszonym zużyciem energii elektrycznej przez odbiorców końcowych (klienci biznesowi) na skutek pandemii COVID-19. Ten trend szczególnie był widoczny w II kwartale br., kiedy sprzedaż na rynku hurtowym wzrosła aż o 47% w ujęciu r/r. Tego typu transakcje są konieczne w celu zbilansowania pozycji Energa Obrót SA.

5.3.2. Wyniki finansowe

Rysunek 21: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż (mln zł)

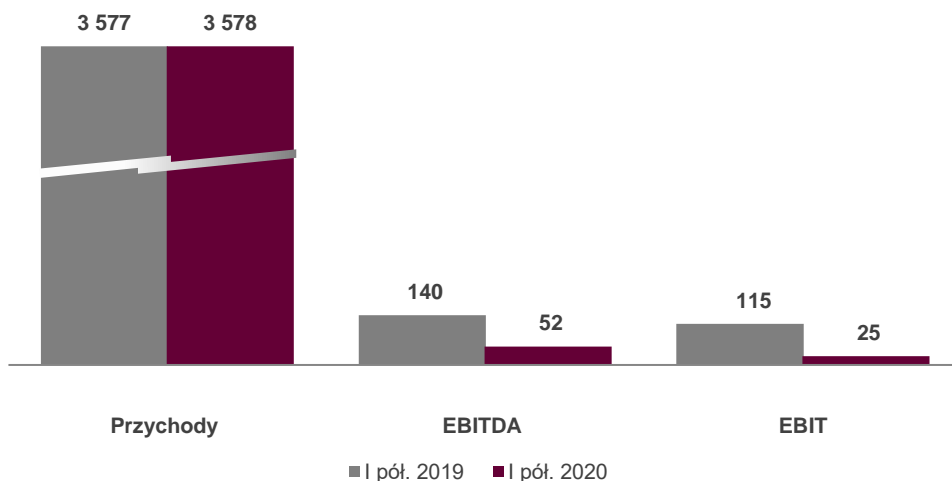
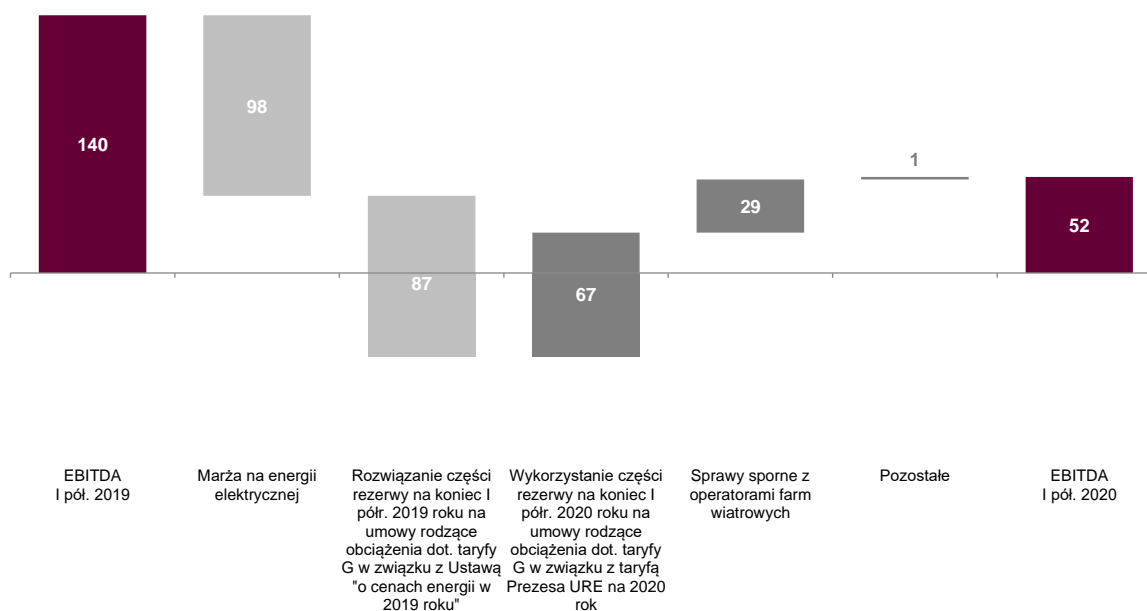


Tabela 23: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż (mln zł)

	I pół. 2019	I pół. 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	3 577	3 578	1	0%
EBITDA	140	52	(88)	-63%
amortyzacja	26	27	1	4%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	(1)	-	1	100%
EBIT	115	25	(90)	-78%
Wynik netto	83	12	(71)	-86%
CAPEX	17	23	6	35%

	II kw. 2019	II kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	1 845	1 655	(190)	-10%
EBITDA	235	18	(217)	-92%
amortyzacja	13	14	1	8%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	222	4	(218)	-98%
Wynik netto	171	-	(171)	-100%
CAPEX	8	17	9	> 100%

Rysunek 22: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Sprzedaż (mln zł)



W I półroczu 2020 roku EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż wyniosła 52 mln zł, co stanowi 5% udział w EBITDA Grupy. W analogicznym okresie roku ubiegłego udział EBITDA Linii stanowił z kolei 11% udział w wyniku Grupy.

Przychody Linii Biznesowej Sprzedaż w I półroczu 2020 roku wyniosły 3 578 mln zł, a ich poziom pozostał na prawie niezmiennym poziomie w porównaniu z I półroczem 2019 roku. Spadek przychodów wynikający z niższego wolumenu sprzedaży został zneutralizowany wyższymi średnimi cenami sprzedaży (na rynku detalicznym).

Na spadek EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż w ujęciu r/r kluczowy wpływ miał spadek marży na sprzedaży energii elektrycznej (o 98 mln zł). Do spadku marży przyczyniły się dwa czynniki, tj. pandemia COVID-19 oraz konieczność realizacji sprzedaży energii elektrycznej do części gospodarstw domowych po niekorzystnych cenach wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy dla odbiorców grup taryfowych G na 2020 rok. Efekt pandemii polegający na zmniejszeniu zużycia energii przez klientów detalicznych (spadek wolumenu o 5%) wymusił konieczność wyprzedazy ze stratą finansową nadwyżki energii, która była wcześniej zakontraktowana na potrzeby klientów. Wyprzedaz energii następowała po niskich cenach (szczególnie występujących na rynku w II kw. br.), znacznie niższych niż ceny zakupu tej energii przed pandemią. Spadek marży na energii elektrycznej w I półroczu br. powodowała także sprzedaż energii do części gospodarstw domowych po cenach wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy na 2020 rok. Zatwierdzone stawki w taryfie nie pokrywają w pełni kosztów wynikających z realizacji umów. W I

półroczu 2020 roku została wykorzystana część rezerwy celowej (utworzonej na koniec 2019 roku) w kwocie 67 mln zł, co w części zniwelowało negatywny wpływ taryfy na wyniki finansowe Linii Biznesowej w omawianym okresie.

Na zmianę EBITDA w ujęciu r/r wpłynęły także inne zdarzenia o charakterze jednorazowym i niegotówkowym, które miały miejsce w I półroczu 2019 roku i nie powtórzyły się w bieżącym roku. W I półroczu 2019 roku rozwiązana została część rezerwy z 2018 roku na kontrakty rodzące obciążenia dotyczące taryfy G wynikające z Ustawy o „cenach energii w 2019 roku” w kwocie 87 mln zł (negatywny wpływ na zmianę EBITDA r/r). Dodatkowo, w związku z trwającymi sporami sądowymi dotyczącymi ważności długoterminowych umów na zakup praw majątkowych OZE (Umowy CPA), na koniec I półrocza 2019 roku utworzono rezerwę na potencjalne kary umowne w kwocie 31 mln zł, co pozytywnie wpłynęło na zmianę EBITDA r/r (efekt ujęty w ramach spraw spornych z operatorami farm wiatrowych na powyższym EBITDA bridge).

W II kwartale 2020 roku EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż wyniosła 18 mln zł i była niższa aż o 217 mln zł (tj. o 92%) w porównaniu z analogicznym okresem 2019 roku. Na wysoką dynamikę spadku EBITDA Linii Biznesowej w ujęciu r/r kluczowy również wpływ miał spadek marży na sprzedaży energii elektrycznej (o 231 mln zł). Odpowiada za to w pierwszej kolejności efekt wysokiej bazy. Wyniki II kwartału 2019 roku (235 mln zł na poziomie EBITDA) były wysokie z uwagi na rozpoznanie w tamtym okresie po raz pierwszy rekompensat wynikających ze stosowania Ustawy „o cenach energii w 2019 roku”. Rekompensaty rozpoznane w II kwartale dotyczyły zarówno II jak i I kwartału ubiegłego roku (rozpoznanie w I kwartale było nieuzasadnione z uwagi na brak przepisów wykonawczych), co spowodowało skumulowanie przychodów za całe półrocze w samym II kwartale znacząco zawyżając wyniki finansowe (w I kwartale nie ujawniono rekompensat i Linia Biznesowa wykazała znaczną stratę). Ponadto, w II kwartale br., podobnie jak w całym półroczu, na marże ze sprzedaży energii miały wpływ dwa negatywne czynniki, tj. pandemia COVID-19 oraz konieczność realizacji sprzedaży energii elektrycznej do części gospodarstw po niekorzystnych cenach wynikających z zatwierdzonej taryfy, co zostało opisane we wcześniejszej części rozdziału.



Elektrownia Wodna Pierzchały

Zarządzanie ryzykiem

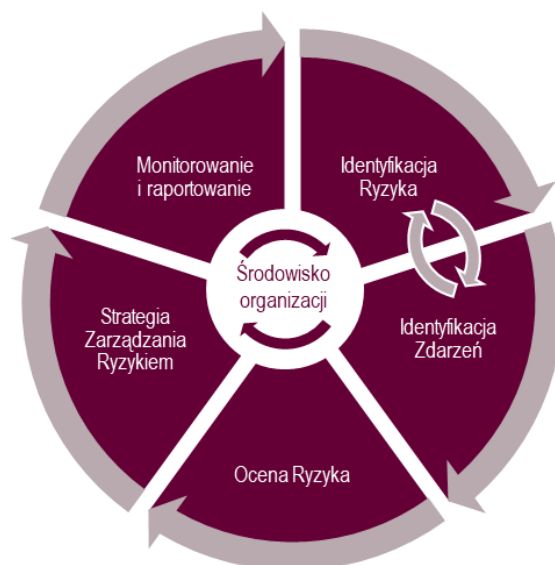
6. ZARZĄDZANIE RYZYKIEM

6.1. Zintegrowany System Zarządzania Ryzykiem w Grupie Energa

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

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

Rysunek 23: 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, akceptuje apetyt na ryzyko.



Komórka ds. ryzyka: koordynuje proces zarządzania ryzykiem, przeprowadza przeglądy ryzyka i strategii zarządzania ryzykiem, opracowuje raporty z przeglądów ryzyka.



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



Pracownicy: przekazują informacje nt. ryzyka i zdarzeń.



Komitet Audytu: monitoruje skuteczność systemu zarządzania ryzykiem.



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

W ramach Systemu Zarządzania Ryzykiem Grupa Energi prowadzi następujące działania:



Przegląd ryzyka: polegający na identyfikacji i ocenie ryzyka oraz określeniu strategii zarządzania ryzykiem (w cyklach półrocznych).



Przegląd strategii zarządzania ryzykiem: polegający na aktualizacji sposobu zarządzania ryzykiem oraz weryfikacji działań podejmowanych i planowanych przez Właścicieli Ryzyk w celu ograniczania ryzyka (w cyklach kwartalnych).



Bieżące zarządzanie ryzykiem: polegające na identyfikacji i ocenie ryzyka oraz określeniu strategii zarządzania ryzykiem, w kontekście aktualnych wydarzeń dotyczących Grupy Energi (na bieżąco).

W wyniku cyklicznych przeglądów ryzyka przygotowywana jest informacja na temat ekspozycji Grupy Energi na ryzyko. Na jej podstawie Zarząd Energi SA podejmuje decyzję odnośnie poziomu apetytu na ryzyko oraz akceptuje strategię zarządzania ryzykami. Wyniki przeglądu ryzyka przekazywane są Właścicielom Ryzyk oraz raportowane do Komitetu Audytu.

6.2. Opis istotnych czynników i ryzyk

Poniżej przedstawione zostały kluczowe ryzyka zidentyfikowane na poziomie Energi SA i podmiotów Grupy, w podziale na 4 obszary wraz z opisem najważniejszych działań mitygujących ryzyko.

Obszar strategiczny

Tabela 24: Kluczowe ryzyka strategiczne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy

Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Stosowane mechanizmy kontrolne
Ryzyka programów strategicznych	
Ryzyka dot. realizacji Strategii Grupy na lata 2016–2025, w tym m.in. rozbudowy sieci dystrybucyjnej, rozwoju aktywów wytwórczych w obszarze aktywów ciepłowniczych i odnawialnych źródeł energii (CHP i OZE), zapewnienia dostaw ciepła, wdrożenia nowego modelu biznesowego zorientowanego na klientów. Ryzyka prowadzić mogą do niższej EBITDA, utraty części rynku / konkurencyjności, braku zwrotu z inwestycji, pogorszenia wizerunku, skutków społecznych.	<ul style="list-style-type: none"> • Prowadzenie programów w strukturach projektowych; • Bieżące monitorowanie postępów realizacji poszczególnych programów; • Bieżące raportowanie ryzyk w ramach projektów; • Realizacja planów inwestycyjnych i planów sprzedaży wybranych aktywów ciepłowniczych.
Ryzyka projektowe / inwestycyjne	
Ryzyka związane z inwestycjami prowadzonymi w ramach Grupy Energi, w tym dotyczące m.in. nowego bloku w Ostrołęce, instalacji odsiarczania spalin w Ostrołęce, bloku gazowo-parowego w Grudziądzu, programu inwestycyjnego w Elblągu i w Kaliszu czy portfela projektów OZE. Ryzyka dot. również kapitałowego zaangażowania Grupy Energi w inne przedsięwzięcia. Ryzyka prowadzić mogą do braku zwrotu z inwestycji, utraty przychodów, zwrotu pozyskanego dofinansowania, skutków wizerunkowych.	<ul style="list-style-type: none"> • Kontrakty z doświadczonymi i renomowanymi podwykonawcami; • Bieżąca kontrola i monitoring inwestycji na poziomie operacyjnym i strategicznym (Komitety i Najwyższe Kierownictwo); • Stała współpraca z kancelariami prawnymi; • Realizacja inwestycji w formule projektowej; • Cykliczna i bieżąca identyfikacja ryzyk.

Ryzyko rynkowe

Ryzyko związane z handlem energią elektryczną i paliwami oraz prawami majątkowymi, m.in. w kontekście zmienności cen, płynności na rynku terminowym i SPOT, realizacji zapotrzebowań klientów czy wymogów regulacyjnych i prawnych. Ryzyka uwzględniają również systematyczny spadek zapotrzebowania PSE na energię wyprodukowaną w wymuszeniu przez aktywa w Ostrołęce. Ryzyka prowadzić mogą do problemów z realizacją celów strategicznych, strat finansowych, utraty klientów, większych kosztów działalności.

- Zarządzanie ryzykiem głównej działalności w obszarze sprzedaży;
- Procesy i zasady związane z obszarami kontraktacji, handlu i zakupów;
- Model sprzężony;
- Korzystanie z usług doradczych i prawnych;
- Zmiana modelu kontraktacji, uwzględniająca mniejsze zapotrzebowanie na pracę w wymuszeniu.

Ryzyko wizerunkowe

Ryzyko związane z prowadzonymi działaniami Grupy Energa wpływającymi na wizerunek, w tym przede wszystkim jako sprzedawcy energii. Ryzyko związane jest m.in. z medialnymi opiniami (w tym w mediach społecznościowych) nt. Energi, kształtowania się cen energii czy obsługi klienta.

- Kreowanie wizerunku Grupy, w tym podejmowanie działań marketingowych i sponsoringowych;
- Prowadzenie kampanii edukacyjnych i informacyjnych;
- Realizacja programów społecznych zwiększających wartość marki.

Obszar prawno-regulacyjny

Tabela 25: Kluczowe ryzyka prawno-regulacyjne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy

Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Stosowane mechanizmy kontrolne
Ryzyko regulacyjne	
Ryzyko dotyczy zmian legislacyjnych wpływających na funkcjonowanie Grupy Energa i może prowadzić do modyfikacji planów inwestycyjnych, osiągnięcia niższych przychodów czy wyższych kosztów działalności. Ryzyko stanowi też szansę na przyjęcie takich rozwiązań prawnych, które umożliwią pozyskanie dodatkowych środków finansowych lub zagwarantują system wsparcia dla aktywów Grupy.	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoring zmian w prawie; • Udział w procesie legislacyjnym; • Praca przedstawicieli Grupy w stowarzyszeniach branżowych.
Ryzyko compliance	
Ryzyko braku zgodności z wymogami mającymi swoje źródła zarówno w regulacjach zewnętrznych, jak i wewnętrznych oraz innych standardach i wytycznych. Ryzyko skutkować może niekorzystnymi konsekwencjami dla organizacji, ale też ich zarządów i pracowników. Konsekwencje mogą przyjąć wymiar prawny, finansowy oraz wizerunkowy.	<p>System Compliance obejmujący m.in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Proces zarządzania zgodnością; • Metodykę i narzędzia monitorowania; • Oceny i raportowania zgodności; • Strukturę organizacyjną systemu; • Monitoring zmian w prawie.
Ryzyko środowiskowe	
Ryzyka związane z prowadzeniem działalności w zgodności z przepisami i standardami środowiskowymi (EMAS, ISO 14001, ISO 50001). Ryzyka mogą powodować kary, wyższe koszty, pogorszenie wizerunku, a w skrajnych przypadkach odebranie certyfikatów, zamknięcie instalacji wytwórczych.	<ul style="list-style-type: none"> • Regulacje wewnętrzne; • Bieżący monitoring zmian w przepisach prawnych • Badania i pomiary emisji; • Kontrole i audyty; • System EMAS wdrożony w Grupie.
Ryzyko nadużyć	
Ryzyko dotyczy sytuacji i zachowań związanych z nadużyciami, w tym konfliktem interesów, korupcją i defraudacją. Ryzyko obejmuje zarówno procesy operacyjne, jak również nadużycia finansowe w związku z realizacją projektów unijnych. Ryzyko może prowadzić do strat	<ul style="list-style-type: none"> • Wewnętrzne regulacje z zakresu nadużyć; • Szkolenia dla pracowników (m.in. w zakresie antykorupcji), w tym e-learning;

finansowych czy wszczęcia postępowania przez organy ścigania, pogorszenia wizerunku oraz zaufania pracowników do przełożonych i organizacji.

- Trzy linie obrony organizacji (system kontroli wewnętrznej, system zarządzania ryzykiem, audyt wewnętrzny);
- Działania wyjaśniające.

Ryzyko prawne

Ryzyko dotyczy prowadzonych przez podmioty Grupy lub przeciwko podmiotom postępowań sądowych i administracyjnych. Ryzyko związane jest również z możliwością wystąpienia masowych roszczeń właścicieli gruntów. Ryzyko może prowadzić do konieczności wypłaty odszkodowań i kar, a także udzielenia odbiorcom bonifikat wynikających z przepisów prawa.

- Współpraca z kancelariami prawnymi;
- System monitorowania spraw;
- Wewnętrzne regulacje.

Ryzyko ochrony danych osobowych (ODO)

Ryzyko dotyczy zapewnienia prywatności i bezpieczeństwa informacji podmiotów danych. Ryzyko może prowadzić do utrudnienia prowadzenia działań operacyjnych, sankcji karnych, w tym finansowych i administracyjnych, kontroli organów nadzorujących, kosztów procesowych i odszkodowań.

- Regulacje wewnętrzne dot. ODO;
- Postępowanie z naruszeniami ODO;
- Realizacja obowiązków informacyjnych;
- Realizacja praw podmiotów danych;
- Szkolenia dot. ODO;
- Zarządzanie ryzykiem ODO.

Obszar operacyjny

Tabela 26: Kluczowe ryzyka operacyjne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy

Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Stosowane mechanizmy kontrolne
<p>Ryzyko koronawirusa i jego wpływu na Grupę Energa</p> <p>Ryzyko dotyczy pandemii koronawirusa, a także skutków, wpływających na działalność Grupy Energa. Ryzyko wpływa na zmniejszenie przychodów i EBITDA Grupy oraz może wpłynąć na zdrowie i życie pracowników, jak również interesariuszy Grupy, a także na przerwanie ciągłości krytycznych procesów.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Zespół ds. COVID-19; • Sztaby kryzysowe, zespoły robocze; • Środki do dezynfekcji, bezdotykowe termometry itp.; • Materiały e-learningowe; • Możliwość pracy zdalnej; • Ograniczenie wyjazdów służbowych; • Zastępowanie spotkań tradycyjnych narzędziami komunikacji zdalnej; • Ograniczenie dostępu osób postronnych do obiektów należących do Grupy Energa; • Wyznaczenie stref do odbioru przesyłek.
<p>Ryzyko bezpieczeństwa osób i mienia</p> <p>Ryzyko związane z nieuprawnionym dostępem do obiektów, w tym do urządzeń energetycznych. Ryzyko dotyczy również bezpieczeństwa pracowników i osób trzecich przebywających na terenie podmiotów Grupy, a także incydentów o charakterze terrorystycznym i sabotażowym. Ryzyko może wiązać się z zagrożeniem bezpieczeństwa życia i mienia, utratą/zniszczeniem mienia bądź przerwaniem ciągłości działania.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Energa Ochrona – specjalistyczna spółka zajmująca się ochroną w Grupie Energa; • Plany ochrony, w tym Plany ochrony infrastruktury krytycznej; • Regulacje wewnętrzne z zakresu bezpieczeństwa; • Plany Ciągłości Działania; • Ubezpieczenie majątkowe, OC i utraty przychodów; • Systemy zabezpieczeń fizycznych i technicznych; • Monitoring incydentów; • Szkolenia pracowników.
<p>Ryzyko przerwania ciągłości działania</p> <p>Ryzyko związane z przerwaniem krytycznej działalności w obszarze dystrybucji, tj. ciągłości świadczenia usługi dystrybucyjnej przy zachowaniu wymaganych kryteriów bezpieczeństwa pracy systemu dystrybucyjnego. Ryzyko prowadzić może do zagrożenia bezpieczeństwa życia i mienia, niedostępności zasobów (lokalizacji, systemów, pracowników) realizujących procesy krytyczne.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Strategia Ciągłości Działania; • Procedury Awaryjne; • Plan Ochrony Infrastruktury Krytycznej; • Zasady postępowania w sytuacji krytycznej; • Lokalizacje zastępcze; • Cykliczne testy.

Ryzyko dotyczące rozliczeń klientów

Ryzyko związane jest m.in. z brakiem kompletności fakturowania, nieprawidłowym fakturowaniem klientów spowodowanym niepoprawną ewidencją umów, brakiem danych odczytowych, a także obniżeniem wartości wskaźnika NPS. Ryzyko może prowadzić m.in. do obniżenia satysfakcji klienta (wzrost reklamacji), pogorszenia wizerunku, odejść klientów, dodatkowych kosztów usunięcia błędów/nieprawidłowości.

- Monitoring poziomu dostarczonych danych pomiarowych / wystawionych faktur;
- Umowa serwisowa z dostawcami systemów bilingowych umożliwiającą szybką naprawę błędów krytycznych;
- Wewnętrzne instrukcje dotyczące m.in. wykonywania korekt, odsetek, mechanizmu kontrolnego dotyczących podwójnego fakturowania, sprzedaży i rozliczania prosumenta czy zamknięcia miesiąca.

Obszar finansowy

Tabela 27: Kluczowe ryzyka finansowe zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy

Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Stosowane mechanizmy kontrolne
<p>Ryzyko stopy procentowej</p> <p>Ryzyko dotyczy zaciągniętych zobowiązań dłużnych i zainwestowanych nadwyżek środków pieniężnych. Ryzyko zmiennej stopy procentowej wynikające z zawartych zobowiązań dłużnych dotyczy wyłącznie stóp opartych o stawkę WIBOR. W przypadku zobowiązań w EURO, Grupa Energa posiada zaciągnięte zobowiązanie finansowe wynikające z emisji euroobligacji i obligacji hybrydowych oparte o stały kupon. Ryzyko dotyczy również stopy procentowej związanej z zawartymi transakcjami zabezpieczającymi CCIRS i IRS. 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.</p>	<p>Polityka zarządzania ryzykiem rynkowym w Grupie Energa, zakładająca m.in. ograniczanie ryzyka wahań stóp procentowych poprzez utrzymywanie części zadłużenia oprocentowanego stałą stopą procentową (zawierane są transakcje zabezpieczające zmienną stopę procentową IRS).</p>
<p>Ryzyko walutowe</p> <p>Ryzyko związane przede wszystkim z zaciąganiem i obsługą przez Grupę Energa zobowiązań dłużnych w walutach obcych w ramach ustanowionego Programu emisji euroobligacji, a także w związku z emisją obligacji hybrydowych. Dodatkowo, wybrane podmioty z Grupy Energa posiadają nadwyżki walutowe.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Polityka zarządzania ryzykiem rynkowym w Grupie Energa; • Transakcje zabezpieczające CCIRS; • Rachunkowość zabezpieczeń.
<p>Ryzyko zmiany cen towarów</p> <p>Ryzyko związane z fluktuacjami cen towarów wykorzystywanych w działalności operacyjnej, przede wszystkim w kontekście zmiany cen zakupu energii oraz świadectw pochodzenia na rynku hurtowym dotyczących kontraktów zawieranych przez Energe Obrót SA.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Model zarządzania ryzykiem poprzez wartość narażoną na ryzyko (VaR), uwzględniającą wolumen otwartej pozycji, zmienność cen produktów i korelacje pomiędzy poszczególnymi produktami w portfelu; • Monitorowanie i raportowanie VaR (w ustalonych granicach); • Minimalizowanie pozycji otwartej na portfelu energii elektrycznej; • Zawieranie kontraktów w określonych proporcjach oraz w postaci różnych produktów; • Wyznaczanie limitów na otwartą pozycję dla uczestnictwa w wybranych rynkach.
<p>Ryzyko kredytowe</p> <p>Ryzyko 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</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Cykliczny monitoring ratingów instytucji finansowych, z którymi współpracuje Grupa Energa; • Monitoring stanów należności;

wyniku niemożności dokonania zapłaty przez drugą stronę umowy, a maksymalna ekspozycja na to ryzyko równa jest wartości bilansowej nabytych instrumentów.

- Badanie zdolności kredytowej klientów hurtowych i strategicznych;
- Limity handlowe;
- Pozyskiwanie zabezpieczeń od klientów o niskiej wiarygodności.

Ryzyko płynności

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

- Okresowe planowanie płynności, uwzględniające terminy wymagalności/zapadalności zarówno zobowiązań inwestycyjnych, jak i posiadanych aktywów i zobowiązań finansowych czy też prognozowane przepływy pieniężne z działalności operacyjnej;
- Utrzymanie równowagi pomiędzy ciągłością, a elastycznością finansowania, poprzez korzystanie z różnych źródeł finansowania (np. kredyty obrotowe i inwestycyjne, obligacje krajowe, euroobligacje);
- Bieżący monitoring realizacji kowenantów oraz ich prognoza w okresach długoterminowych.

Ryzyka windykacyjne

Ryzyko związane z możliwością niewywiązania się kontrahentów z zobowiązań wynikających z zawartych umów (brak płatności lub po terminie) lub prób renegotjowania przez klientów wcześniej ustalonych warunków. Ryzyko może prowadzić do utraty przychodów, większych kosztów (windykacyjnych), zakłócenia przepływów pieniężnych, wzrostu poziomu należności przeterminowanych czy spornych.

- Funkcjonalności windykacyjne w systemach bilingowych;
- Harmonogramy i ścieżki działań windykacyjnych;
- Monitoring przepływów pieniężnych;
- Ocena wiarygodności klientów;
- Bieżąca analiza spraw windykacyjnych;
- Zasady zakładania i zdejmowania blokad w systemach bilingowych.

Ryzyko kształtowania polityki cenowej

Ryzyko związane z nieprawidłową kalkulacją cen sprzedaży oraz zatwierdzeniem przez Prezesa URE stawek w taryfie na poziomie niegwarantującym opłacalności sprzedaży. Ryzyko może wpłynąć na opłacalność sprzedaży (pokrycie kosztów), zmniejszenie przychodów, utratę udziału w rynku czy konieczność zawiązania rezerw.

- Bieżące badanie rynku pod kątem zmian otoczenia rynkowego i prawno-regulacyjnego;
- Bieżące badanie planowanego wyniku finansowego i innych wskaźników oraz analiza wpływu przyjętych zasad kalkulacji cen na te wskaźniki;
- Bieżące badanie mechanizmów ofertowania oraz poprawności funkcjonowania systemów handlowych IT i baz danych;
- Audyty i kontrole;
- System monitoringu ofertowania.



Elektrownia wodna Owidz na rzece Wierzycy

Akcje i Akcjonariat

7. AKCJE I AKCJONARIAT

7.1. Struktura akcjonariatu Spółki Energa

Akcje Energi SA są notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie (GPW) 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 wynosił 51,5%, co dawało 64,1% głosów na Walnym Zgromadzeniu.

Tabela 28: Akcje Spółki według serii i rodzajów na dzień 30 czerwca 2020 roku

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

* Jedna akcja uprzywilejowana daje prawo do 2 głosów na Walnym Zgromadzeniu. Właścicielem tych akcji był Skarb Państwa do 29 kwietnia 2020 roku.

W dniu 5 grudnia 2019 roku PKN ORLEN ogłosił Wezwanie do zapisywania się na sprzedaż wszystkich akcji wyemitowanych przez Energe, które uprawniają łącznie do wykonywania głosów na WZA, stanowiących 100% ogólnej liczby głosów na WZ (więcej informacji zostało przedstawionych w rozdziale 2.2. *Najważniejsze zdarzenia w I półroczu 2020 roku i po dniu bilansowym*).

W dniu 24 kwietnia 2020 roku PKN ORLEN, w wyniku rozliczenia transakcji nabycia akcji objętych zapisami złożonymi w ciągu pierwszych 70 dni przyjmowania zapisów (tj. do 9 kwietnia 2020 roku łącznie) w ramach Wezwania, zwiększył swój udział w kapitale zakładowym Spółki oraz w ogólnej liczbie głosów w Spółce odpowiednio do poziomu ok. 8,1% i ok. 6,0%.

W dniu 30 kwietnia 2020 roku PKN ORLEN, w wyniku rozliczenia transakcji nabycia akcji objętych zapisami złożonymi w okresie od 10 kwietnia 2020 roku do 22 kwietnia 2020 roku łącznie w ramach Wezwania, zwiększył swój udział w kapitale zakładowym Spółki oraz w ogólnej liczbie głosów w Spółce odpowiednio do poziomu 80,01% i 85,20%.

Tabela 29: Struktura akcjonariatu Spółki Energa według stanu na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania

Nazwa akcjonariusza	Struktura akcjonariatu Spółki			
	Akcje	(%)	Głosy	(%)
PKN ORLEN	331 313 082	80,01	476 241 082	85,20
Pozostali	82 754 032	19,99	82 754 032	14,80
Razem	414 067 114	100,00	558 995 114	100,00

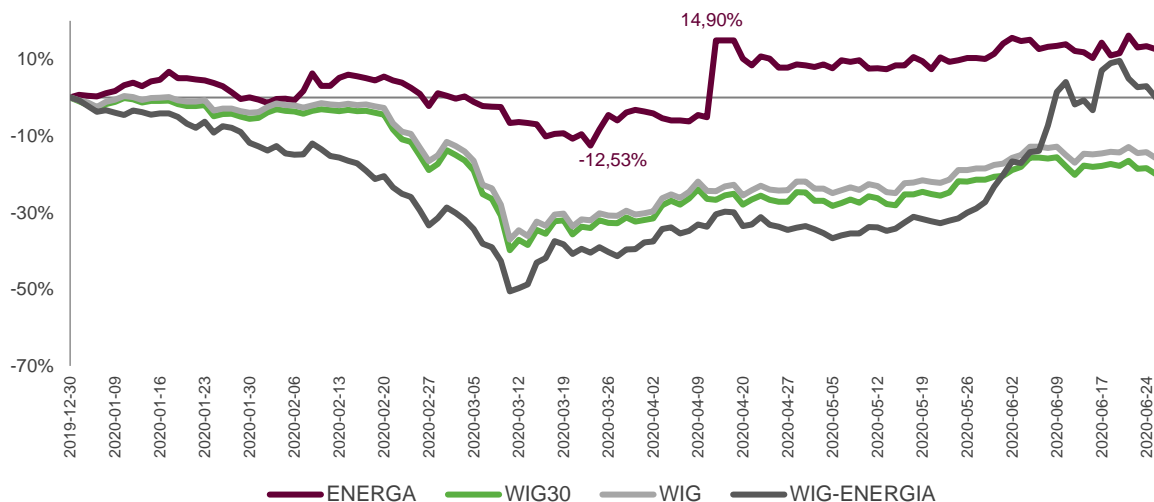
7.2. Notowania akcji Spółki na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie

Tabela 30: Dane dotyczące akcji Spółki Energa na dzień 30 czerwca 2020 roku

Dane	Wartość
Cena emisyjna	17,00 zł
Liczba akcji	414 067 114
Kurs na koniec okresu	8,14 zł
Kapitalizacja na koniec okresu	3,4 mld zł
Minimum w okresie 6 m-cy	5,90 zł
Maximum w okresie 6 m-cy	8,40 zł
Średnia wartość obrotu w okresie 6 m-cy	4,02 mln zł
Średni wolumen obrotu w okresie 6 m-cy	548,75 tys. szt.
Średnia liczba transakcji w okresie 6 m-cy	0,48 tys. szt.

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

Rysunek 24: 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 wyniosła 8,14 zł, co oznacza że w porównaniu z kursem w ostatnim dniu roboczym 2019 roku (tj. 30 grudnia) wzrosła o 15%. Kurs akcji Spółki podlegał wahaniom, co miało związek z ogłoszonym przez PKN ORLEN Wezwaniem do zapisywania się na sprzedaż wszystkich akcji wyemitowanych przez Energeę i rozpoczęciem zapisów w dniu 31 stycznia 2020 roku. W kwietniu kurs akcji Spółki uległ podwyższeniu w związku z komunikatem PKN ORLEN o podwyższeniu ceny w Wezwaniu z poziomu 7 zł za jedną akcję do wysokości 8,35 zł (w dniu 15 kwietnia 2020 roku). W omawianym okresie indeks WIG30 zanotował spadek o ok. 18%, a WIG-Energia pozostał na prawie niezmiennym poziomie (ok. -0,2%).

W I półroczu 2020 roku zostało przyznanych 5 rekomendacji „Trzymaj” oraz 3 „Kupuj” dla Spółki. Zestawienie wydanych rekomendacji inwestycyjnych dla Spółki znajduje się na stronie Relacji

Inwestorskich Spółki pod adresem <https://ir.energa.pl/pl/ir/serwis-relacji-inwestorskich/dane-finansowe/rekomendacje>.

7.3. Oceny ratingowe

W dniu 29 maja 2020 roku agencja ratingowa Fitch Ratings obniżyła długoterminowe oceny ratingowe w walucie obcej i krajowej dla Spółki jako emitenta z poziomu "BBB" do poziomu "BBB-" z perspektywą stabilną, rating dla wyemitowanych przez spółkę zależną Energa Finance AB (publ) obligacji do poziomu "BBB-", a także rating dla wyemitowanych przez Energa SA obligacji hybrydowych do poziomu "BB". Jednocześnie rating Spółki został usunięty z negatywnej listy obserwacyjnej (tzw. Rating Watch Negative), o umieszczeniu na której Spółka informowała w raporcie bieżącym nr 34/2019 z dnia 10 grudnia 2019 roku.

Obniżenie ratingu Agencja uzasadniła przede wszystkim realizacją przejęcia Spółki - z dniem 30 kwietnia 2020 roku PKN ORLEN S.A. objął 80,01% udziałów w kapitale zakładowym Energa SA oraz 85,20% w ogólnej liczbie głosów w Spółce. W związku z tym, w ocenie Fitch nastąpią działania prowadzące do integracji operacyjnej i strategicznej z PKN ORLEN, co implikuje ograniczenie ratingu Spółki do posiadanego przez PKN ORLEN ("BBB-"). Agencja podkreśliła, że ocena samodzielnego profilu kredytowego Energa SA (standalone credit profile) jest nadal na poziomie "bbb", m.in. dzięki stabilności Linii Biznesowej Dystrybucja, z niskimi ryzykami, wysokim udziałem w EBITDA Grupy Energa oraz przewidywalnością przepływów pieniężnych. Pozytywnie oceniono również koncepcję wstrzymania projektu Ostrołęka C w formule węglowej i rozpatrywanie zmiany formuły na gaz.

7.4. Zestawienie stanu akcji w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Na dzień 30 czerwca 2020 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 Łyna

Pozostałe informacje o Grupie

8. POZOSTAŁE INFORMACJE O GRUPIE

8.1. Informacje o istotnych umowach

Umowy dotyczące kredytów i pożyczek oraz program emisji obligacji krajowych

Szczegóły dotyczące umów kredytów i pożyczek oraz programu emisji obligacji krajowych opisane zostały między innymi w nocie nr 16 skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień i za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2020 roku.

Poniższa tabela przedstawia nominalną wartość objętych przez Energe SA i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów będących spółkami Grupy Kapitałowej Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2020 roku.

Tabela 31: Nominalna wartość objętych przez Energe SA i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów według stanu na dzień 30 czerwca 2020 roku (mln zł)

Lp.	Nazwa spółki	Nominalna wartość objętych obligacji
1.	Energa Operator SA	1 066
2.	Energa OZE SA	647
3.	Energa Kogeneracja Sp. z o.o.	8
Razem		1 721

Udzielone poręczenia i gwarancje

Na dzień 30 czerwca 2020 roku poręczenia udzielone przez Energe SA za zobowiązania spółek Grupy wyniosły łącznie 6 907 mln zł i obejmowały:

- poręczenie za zobowiązania Energi Finance AB (publ) z tytułu emisji euroobligacji w kwocie 5 583 mln zł,
- poręczenia za zobowiązania spółek z Grupy Energa wynikające z gwarancji bankowych udzielonych przez PKO Bank Polski SA w ramach limitów gwarancyjnych dedykowanych spółkom z Grupy Energa w łącznej kwocie 57 mln zł,
- poręczenia za zobowiązania spółek Grupy Energa wobec innych podmiotów, w tym: Izby Rozliczeniowej Giełd Towarowych S.A., Skarbu Państwa i Narodowego oraz Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w łącznej kwocie 1 267 mln zł.

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

Wszystkie transakcje w ramach Grupy Energa są dokonywane w oparciu o ceny rynkowe dostarczanych towarów oraz koszt wytworzenia produktów lub usług.

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązаныmi zostały zamieszczone w nocie 18 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień i za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2020 roku.

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

Na dzień 30 czerwca 2020 roku Grupa Energa była stroną 15 439 postępowań sądowych. Jako powód Grupa występowała w 13 785 sprawach, których łączna wartość przedmiotu sporu wyniosła około 547 mln zł. Jako pozwany Grupa występowała w 1 593 sprawach o łącznej wartości przedmiotu sporu około 558,1 mln zł.

Na dzień 30 czerwca 2020 roku łączna kwota roszczeń o posadowienie urządzeń elektroenergetycznych na cudzych nieruchomościach bez tytułu prawnego zasądzonych prawomocnym wyrokiem wyniosła około 37,3 mln zł w 683 sprawach. Spraw sądowych w toku było 969, zaś wartość przedmiotu sporu w toku wyniosła około 99 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 84,8 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 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, za wyjątkiem sprawy z powództwa Energi Obrotu przeciwko Ergo Energy Sp. z o.o. na kwotę około 13 mln zł. Odnośnie powyższej sprawy, w stosunku do informacji zawartych w poprzednich raportach okresowych, nie zaszły żadne zmiany.

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 2020 roku, wynosi około 197 mln zł, w tym:

Rodzaj należności	Saldo na koniec I półrocza 2020 (mln zł)
sądowe, egzekucja	124,2
upadłości	63,6
pozabilingowe	7,1
pozabilingowe - upadłości	2,6
RAZEM	197,5

Poniżej przedstawiono postępowania o największej wartości przedmiotu sporu, które zawisły przed sądem w 2020 roku, bądź których kontynuacja nastąpiła w 2020 roku. Szczegółowe informacje o krokach prawnych podjętych we wcześniejszych latach, znajdują się w poprzednich raportach okresowych Spółki.

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

Określenie stron	Przedmiot sporu i opis sprawy
Energa Operator SA (powód), Arcus SA (pozwani)	Pozew o zapłatę kar umownych wynikających z umów na dostawę oraz uruchomienie infrastruktury licznikowej (dotyczy I etapu AMI). <i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 381/15</i> W dniu 7 kwietnia 2015 roku Energa Operator SA wniosła pozew o zapłatę (wartość przedmiotu sporu 23 152 481 zł). W dniu 10 czerwca 2015 roku pozwani złożyli odpowiedź na pozew, domagając się oddalenia powództwa w całości podnosząc, że pozwani nie ponoszą winy w opóźnieniach, zaś część opóźnień zostało zawinionych przez Energe Operatora. Wskazano także na działanie siły wyższej, brak szkody po stronie Energi Operatora oraz rażące wygórowanie kar umownych. Pismem z dnia 18 grudnia 2015 roku pozwani podnieśli zarzut nieważności umów z uwagi na ich nieprecyzyjność oraz nierówność kontraktową stron. Strony złożyły wnioski o powołanie biegłych dla potrzeb sporządzenia opinii. Akta zostały przekazane do biegłych w celu wydania opinii - na dzień na dzień 8 lipca 2020 roku do Energi Operatora wpłynęły 2 opinie: z zakresu metrologii oraz z zakresu meteorologii.
Arcus SA (powód)	Pozew o stwierdzenie nieważności umowy dotyczącej II etapu AMI Pozew wzajemny o zapłatę kar umownych za II etap AMI

Energa Operator SA (pozwany)	<i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 893/15</i> <p>W dniu 8 lutego 2016 roku na adres Energi Operatora SA doręczono odpis pozwu wniesiony przez T-Matic Systems SA i Arcus SA. W dniu 7 listopada 2016 roku został złożony pozew wzajemny przeciwko Arcus, T-matic o zapłatę kwoty 157 063 142 zł tytułem zapłaty kar umownych w wysokości 156 060 200 zł oraz kwoty 1 002 942 zł tytułem obniżenia wysokości wynagrodzenia; zgodnie z wezwaniem do zapłaty z dnia 9 listopada 2015 roku. Sąd w dniu 30 stycznia 2017 roku wydał postanowienie o podjęciu zawieszono wcześniej, na wniosek stron, postępowania. W dniu 13 czerwca 2017 roku sąd postanowił umorzyć postępowanie zażalenkowe dotyczące oddalenia wniosku Powoda o zabezpieczenie roszczenia w postaci zakazu korzystania z gwarancji ubezpieczeniowej - w związku z wnioskiem o cofnięcie zażalenia. Akta zostały przekazane do Sądu Okręgowego w Gdańsku. w sprawie rozpoczęło się postępowanie dowodowe i przesłuchiwanie są kolejni świadkowie. W zakresie pozwu wzajemnego został on doręczony powodom (pozwany wzajemnym), którzy wnieśli odpowiedź na pozew. Sąd przesłuchał świadków oraz przedstawicieli Arcus SA, T-Matic Systems SA i Energi Operatora SA. Strony złożyły wnioski co do przeprowadzenia dowodów z opinii biegłych, sąd będzie decydował o dopuszczeniu i przeprowadzeniu tych dowodów. Obecnie trwa poszukiwanie przez Sąd biegłych, którzy podjęliby się sporządzenia opinii.</p>
Arcus SA (powód) Energa Operator SA (pozwany)	O zapłatę odszkodowania za czyny niedozwolone/czyny nieuczciwej konkurencji <p>W dniu 29 stycznia 2018 roku do Energi Operatora wpłynął odpis pozwu Arcus SA i T-Matic Systems SA o zapłatę na rzecz Arcus SA kwoty 174 111 458,96 zł tytułem odszkodowania za czyny niedozwolone, których rzekomo dopuściła się Energa Operator. Odszkodowanie dotyczy szkód wynikających z bezprawnego i zawnionego popełniania przez Energe Operatora czynu niedozwolonego/czynu nieuczciwej konkurencji polegającego na bezprawnych działaniach lub zaniechaniach związanych z procesem wykonywania umów realizacyjnych dotyczących I oraz II etapu realizacji systemu AMI. Z uzasadnienia pozwu wynika, że szkoda poniesiona przez Arcus SA oraz T-Matic SA związana jest z bezprawnym naliczeniem przez Energe Operatora kar umownych, które to działania doprowadziły do powstania i eskalacji sporu, który przerodził się w liczne postępowania sądowe, w następstwie których doszło do wyrządzenia szkody „która miała związek z zaistnieniem (opisanych w pozwie) okoliczności dotyczących prowadzonej działalności gospodarczej”. Energa Operator kwestionuje zasadność tego powództwa i w odpowiedzi na pozew z dnia 30 kwietnia 2018 roku Sąd na podstawie art. 177 § 1 pkt 1) k.p.c. art. zawiesił postępowanie w sprawie. Postanowienie to Energa Operator zaskarżyła zażaleniem, które zostało oddalone.</p>
Arcus SA (powód) Energa Operator SA (pozwany)	O zapłatę za prace dodatkowe w zakresie I Etapu AMI <p>W dniu 30 września 2019 roku do spółki wpłynął odpis pozwu złożony przez Arcus SA i T-Matic Systems SA, w którym spółki te domagają się od Energi Operatora zapłaty kwoty 4 710 466 zł tytułem wynagrodzenia, ewentualnie zwrotu bezpodstawnego wzbogacenia, ewentualnie odszkodowania za rzekome prace dodatkowe wykonane w czasie realizacji I Etapu AMI. Spółka kwestionuje zasadność tego powództwa i wniosła o jego odrzucenie, ewentualnie oddalenie. Obecnie spółka złożyła zażalenie na postanowienie o odmowie odrzucenia pozwu.</p>
Energa Operator SA (powód); PKN ORLEN S.A. (pozwany)	Pozew o zapłatę tytułem opłaty systemowej za usługi świadczone temu podmiotowi jako autoproducentowi <p>W dniu 30 czerwca 2004 roku, Energa Operator (d. Zakład Energetyczny Płock) skierowała przeciwko PKN ORLEN S.A. do Sądu Okręgowego w Warszawie pozew o zapłatę kwoty 46 mln zł, tytułem opłaty systemowej za usługi świadczone temu podmiotowi jako autoproducentowi. W dniu 25 czerwca 2008 roku, zapadł wyrok oddalający powództwo Energi Operatora. W dniu 2 września 2008 roku, Energa Operator SA wniosła od tego orzeczenia odwołanie do Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Sąd Apelacyjny wyrokiem z dnia 10 września 2009 roku zmienił zaskarżony wyrok w ten sposób, że zasądził na rzecz Energi Operatora SA kwotę 46 mln zł z ustawowymi odsetkami oraz zwrot kosztów procesu. W dniu 30 września 2009 roku, PKN ORLEN zapłacił całość zasądzonej kwoty wraz z odsetkami,</p>

tj. 75 mln zł, a także zwrócił koszty procesu. Od tego wyroku PKN ORLEN SA wniósł skargę kasacyjną do Sądu Najwyższego. W dniu 28 stycznia 2011 roku, Sąd Najwyższy uchylił wyrok Sądu Apelacyjnego i przekazał temu sądowi sprawę do ponownego rozpoznania. Po ponownym rozpoznaniu sprawy, wyrokiem z dnia 4 sierpnia 2011 roku, Sąd Apelacyjny uchylił wyrok Sądu Okręgowego oddalający powództwo Energi Operatora SA i przekazał mu sprawę do ponownego rozpoznania. W rezultacie przestała istnieć podstawa świadczenia PKN ORLEN na rzecz Energi Operatora. W związku z powyższym Energa Operator SA dokonała zwrotu otrzymanej wcześniej od PKN ORLEN SA kwoty wraz z kosztami procesu. Sąd Okręgowy w Warszawie w dniu 27 października 2014 roku ogłosił wyrok w sprawie. Zasądził na rzecz Energi Operatora SA od PKN ORLEN SA całość dochodzonego roszczenia, tj. kwotę 46 mln zł wraz z odsetkami od dnia 30 czerwca 2004 roku. Wyrok nie był prawomocny. Obie strony złożyły wnioski o sporządzenie uzasadnienia wyroku na piśmie i doręczenie każdej z nich. Energa Operator SA otrzymała wyrok z uzasadnieniem w dniu 12 grudnia 2014 roku i w dniu 29 grudnia 2014 roku PKN ORLEN SA wniósł apelację od tego wyroku, na którą Energa Operator SA udzieliła odpowiedzi. W dniu 12 listopada 2015 roku odbyła się rozprawa przed Sadem Apelacyjnym w Warszawie. Wychodząc naprzeciw sugestiom sądu pełnomocnicy zgodzili się na odroczenie rozprawy i zainicjowanie rozmów dotyczących ugody. W wyniku negocjacji strony nie doszły do porozumienia, wobec powyższego Energa Operator poinformował sąd o fiasku rozmów i zawniósł o wyznaczenie terminu kolejnej rozprawy, która odbyła się 6 kwietnia 2016 roku. W dniu 19 kwietnia 2016 roku Sąd Apelacyjny w Warszawie w sprawie sygn. akt i ACa 257/15 ogłosił wyrok w sprawie powództwa Energi Operatora, Oddział w Płocku przeciwko PKN ORLEN S.A., w którym oddalił częściowo apelację pozwanego i tym samym prawomocny stał się wyrok Sądu Okręgowego w Warszawie z dnia 27 października 2014 roku, sygn. akt XVI GC 782/11, zasądzający na rzecz powoda kwotę 16,1 mln zł z odsetkami od 30 czerwca 2004 roku. Wyrok jest prawomocny. Energa Operator wystąpiła o doręczenie wyroku wraz z uzasadnieniem.

W dniu 29 września 2016 roku Energa Operator złożyła skargę kasacyjną od wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie z 19 kwietnia 2016 roku do Sądu Najwyższego. W dniu 24 października 2016 roku pełnomocnikowi Energi Operatora doręczono skargę kasacyjną PKN ORLEN wniesioną od powyższego wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Sąd Najwyższy oddalił skargę pozwanego PKN ORLEN, natomiast uwzględnił skargę Energi Operatora SA, uchylając zaskarżone orzeczenie Sądu Apelacyjnego i przekazując mu sprawę do ponownego rozpoznania. Sąd Apelacyjny, rozpoznając ponownie sprawę, wyrokiem z dnia 15 listopada 2017 roku uchylił zaskarżony wyrok Sądu Okręgowego z dnia 27 października 2014 roku w części zasądzającej od PKN ORLEN kwotę 30 093 882,82 zł i w tym zakresie przekazał temu sądowi sprawę do ponownego rozpoznania.

W dniu 26 listopada 2019 roku Sąd Okręgowy w Warszawie ogłosił wyrok, zasądzając od PKN ORLEN na rzecz Energi Operatora kwotę 16 036 400 zł z odsetkami ustawowymi od 30 czerwca 2004 roku do 31 grudnia 2015 roku i odsetkami za opóźnienie od 1 stycznia 2016 roku do dnia zapłaty. W pozostałej części powództwo oddalił. Sąd wskazał, że Powód wygrał sprawę w 70%, a Pozwany obronił się w 30%, zatem koszty procesu Sąd rozdzielił w ten sposób, że 70% ponosi Pozwany, a 30% Powód.

Wyrok nie jest prawomocny, Strony zapowiedziały wnioski o sporządzenie uzasadnienia wyroku na piśmie. Energa Operator wniosek taki złożyła. W dniu 30 marca 2020 roku Sąd doręczył odpis wyroku wraz z uzasadnieniem. Od tego dnia rozpoczął się bieg terminu do wniesienia apelacji. W wyniku ustawy antykrzysowej bieg tego terminu został zawieszony od 31 marca 2020 do czasu zakończenia okresu epidemii. Mimo to apelacja została sporządzona i w dniu 10 kwietnia 2020 roku nadana listem poleconym do SO w Warszawie. W związku z aktualnym stanem sprawy Grupa ujawniła aktywo warunkowe w kwocie 11,7 mln zł.

Energa Operator SA
(strona);

Kara pieniężna nałożona przez organ

Energa Operator otrzymała decyzję z dnia 21 grudnia 2016 roku, w której Prezes URE nałożył na Energa Operatora SA karę pieniężną w wysokości 11 mln zł za wprowadzenie w błąd Prezesa URE. Spółka odwołała się od ww. decyzji i wniosła

PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI (organ)	<p>o jej uchylenie w całości, ewentualnie na wypadek jej nieuchylenia w całości o zmianę decyzji poprzez odstąpienie od wymierzenia kary lub jej obniżenie do 50 tys. zł. W dniu 24 maja 2019 roku Sąd Okręgowy w Warszawie, w sprawie XVII AmE 224/17, wydał wyrok, w którym obniżył orzeczoną karę pieniężną do kwoty 5,5 mln zł. W sprawie obie strony wniosły apelacje.</p>
Energa Operator SA (strona); PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI (organ)	<p>Kara pieniężna nałożona przez organ</p> <p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVII AmE 68/18</i></p> <p>Energa Operator otrzymała decyzję z dnia 6 listopada 2017 roku w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych w łącznej wysokości 13 600 000 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. Spółka odwołała się od tej decyzji wnosząc o jej uchylenie, ewentualnie zmianę przez odstąpienie od wymierzenia kary pieniężnej, ewentualnie zmianę poprzez obniżenie kary pieniężnej. Pierwsza rozprawa odbyła się w dniu 3 marca 2020 roku, kolejny termin nie jest wyznaczony.</p>
Energa Kogeneracja Sp. z o.o. (powód) Mostostal Warszawa SA (pozwany)	<p>Pozew o zapłatę z tytułu obniżenia ceny kontraktowej</p> <p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX Gc 494/17</i></p> <p>W dniu 22 czerwca 2017 roku Energa Kogeneracja Sp. z o.o. wniosła pozew przeciwko Mostostal Warszawa SA o zasądzenie od pozwanego na rzecz powoda kwoty 106 417 065,12 zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie od dnia wniesienia pozwu do dnia zapłaty. Przedmiotem pozwu jest obniżenie ceny kontraktowej przysługującej Enerdze Kogeneracji Sp. z o.o. z tytułu wykonania Kontraktu nr EKO/86/2011 o kwotę 90 286 722,15 zł (podstawa prawna art. 637 § 2 kc w zw. z art. 656 § 1 kc). W dniu 15 września 2017 roku Sąd Okręgowy w Gdańsku wydał postanowienie o udzieleniu zabezpieczenia dowodu w postaci opinii biegłego (instytutu). Skierowane przez Sąd zapytania o możliwość sporządzenia stosownej opinii spotkały się z odmową instytutów. W dniu 22 grudnia 2017 roku wpłynęła do Energi Kogeneracji Sp. z o.o. odpowiedź na pozew wraz z pozwem wzajemnym na kwotę 7 753 230 zł. Skarb Państwa, w imieniu którego działa Minister Energii, zgłosił się do postępowania w charakterze interwenienta ubocznego po stronie Energi Kogeneracji Sp. z o.o.</p> <p>Pismem z dnia 27 kwietnia 2018 roku Mostostal Warszawa SA podtrzymał opozycję i przedstawił dalsze stanowisko. Pismem z dnia 13 czerwca 2018 roku Mostostal Warszawa SA wniósł o uchylenie postanowienia o zabezpieczenie dowodu i dopuszczenie dowodu z opinii instytutu naukowo-badawczego w trybie zwykłym, tj. po przesłuchaniu świadków. Mostostal Warszawa wniósł również o to, aby opinia została wykonana przez instytut zagraniczny i wskazał 2 instytuty z Wielkiej Brytanii. W odpowiedzi na to pismo, Energa Kogeneracja Sp. z o.o. wniosła o oddalenie wniosku Mostostal Warszawa S.A. o uchylenie postanowienia z dnia 23 sierpnia 2017 roku, rozszerzenie postanowienia z 23 sierpnia 2017 roku o dalsze okoliczności wskazane w pismach procesowych, a w razie uwzględnienia wniosku Mostostal Warszawa S.A. i uchylenia postanowienia z dnia 23 sierpnia 2017 roku, Energa Kogeneracja Sp. z o.o. wniosła o skierowanie zapytania o przeprowadzenie opinii w pierwszej kolejności do Politechniki Wrocławskiej, a dopiero po uzyskaniu odmowy, zwrócenie się z zapytaniem o możliwość sporządzenia opinii do instytutów zagranicznych, przy czym Energa Kogeneracja wskazała 5 instytutów, z czego wyróżniła instytut duński. Pismem z dnia 7 września 2018 roku Energa Kogeneracja Sp. z o.o. rozszerzyła powództwo o kwotę 7 969 194,27 zł z tytułu kar umownych za niższą niż gwarantowana dyspozycyjność Bloku w trzecim roku eksploatacji.</p> <p>W dniu 6 listopada 2018 roku odbyła się rozprawa, na której Sąd uwzględnił opozycję Mostostal Warszawa S.A. wobec wstąpienia do sprawy Skarbu Państwa - Ministra Energii. Energa Kogeneracja Sp. z o.o. złożyła zażalenie na postanowienie. Zażalenie na postanowienie złożył również Skarb Państwa. Zażalenie Energi Kogeneracji Sp. z o.o. oraz Skarbu Państwa zostało uwzględnione, a w konsekwencji</p>

opozycja Mostostal Warszawa S.A. została oddalona. Sąd wezwał Energa Kogenerację sp. z o.o. do oświadczenia, czy ze względu na zakończenie remontu Bloku oraz brak chętnych instytucji w Polsce do przeprowadzenia opinii, cofa wnioski o zabezpieczenie dowodu z opinii biegłego/instytutu. Pismem z dnia 8 lipca 2019 roku Energa Kogeneracja Sp. z o.o. podtrzymała wnioski o zabezpieczenie dowodu z opinii biegłego/instytutu oraz wniosła o zwrócenie się do wskazanych instytucji zagranicznych z pytaniem o możliwość sporządzenia opinii. Sąd postanowił zwrócić się do instytutu duńskiego z pytaniem o możliwość sporządzenia opinii w sprawie, przewidywany termin jej sporządzenia oraz przewidywane koszty z tym związane.

Do 14 lipca 2020 roku instytut duński nie udzielił odpowiedzi. Do sprawy wpłynęły tłumaczenia pisma organu doręczającego oraz wiadomości e-mail dołączonych do pisma organu doręczającego.

Strony obecnie prowadzą negocjacje celem zawarcia ugody.

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

Pozew o zapłatę z tytułu wynagrodzenia

Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX Gc 190/18

Mostostal Warszawa S.A. wniosł o zasądzenie od Energi Kogeneracji Sp. z o.o. kwoty 26 274 037,16 zł tytułem wynagrodzenia (w części). W dniu 2 lutego 2018 roku Sąd Okręgowy w Gdańsku wydał nakaz zapłaty w postępowaniu upominawczym, w sprawie sygn. akt IX GNc 125/18, w którym należność główna zasądzona od Energi Kogeneracji na rzecz Mostostal Warszawa S.A. wynosi 26 274 037,16 zł.

W sprzeczności od nakazu zapłaty z dnia 23 lutego 2018 roku Energa Kogeneracja Sp. z o.o. wniosła o oddalenie pozwu w całości. Pismem z dnia 22 czerwca 2018 roku Mostostal Warszawa S.A. przedstawił propozycje ugody (wyłącznie w zakresie odsetek). Pismem z dnia 25 czerwca 2018 roku Energa Kogeneracja Sp. z o.o. poinformowała o braku możliwości ugodowego zakończenia sporu.

Na rozprawie w dniu 22 lipca 2020 r. przesłuchani zostali kolejni świadkowie a Sąd zezwolił stronom na złożenie do dnia 31 sierpnia 2020 roku załącznika do protokołu rozprawy, w którym strony podsumują dotychczasowy przebieg postępowania dowodowego.

Termin kolejnej rozprawy zostanie wyznaczony z urzędu.

Strony obecnie prowadzą negocjacje celem zawarcia ugody.

**Boryszewo Wind Invest Sp. z o.o. (powód)
Energa Obrót SA (pozwany)**

Pozew o zapłatę odszkodowania z tytułu niewykonania przez Energa Obrót SA części umowy zakupu praw majątkowych do świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE.

Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 701/17

W dniu 25 sierpnia 2017 roku Boryszewo Wind Invest wniosła przeciwko Enerdze Obrotowi SA pozew o zapłatę kwoty 31 931 614,78 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 (25 694 540,08 zł) oraz kwota dodatkowych kosztów w związku z obsługą zadłużenia z umowy kredytowej (6 282 074,70 zł). Na rozprawie w dniu 27 grudnia 2017 roku Boryszewo Wind Invest cofnęła pozew w zakresie 150 000,00 zł.

W dniu 28 listopada 2018 roku został wydany wyrok sądu I instancji - Sąd zasądził od Energi Obrotu na rzecz Powoda kwotę w wysokości 17 796 755 zł wraz z odsetkami ustawowymi od dnia 26 lipca 2017 roku, oddalił powództwo w pozostałym zakresie, tj. co do kwoty 13 984 860 zł oraz zasądził od Energi Obrót na rzecz Powoda zwrot kosztów procesu w kwocie 58 596 zł.

W dniu 5 lutego 2019 roku Energa Obrót złożyła apelację.

W dniu 28 października 2019 roku został wydany wyrok sądu II instancji - Sąd oddalił apelację Energi Obrotu oraz zasądził od Pozwanego na rzecz Powoda zwrot kosztów procesu w kwocie 18 750 zł.

W dniu 30 kwietnia 2020 roku wpłynęło uzasadnienie wyroku sądu II instancji. Spółka planuje wnieść skargę kasacyjną od wyroku.

Powództwa o ustalenie nieistnienia stosunku prawnego, który miał powstać wskutek zawarcia przez Energe 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)	<p><i>Sąd Arbitrażowy przy KIG w Warszawie, sygnatura SA 128/17</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót 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 zawiązanie do próby ugodowej. Do zawarcia ugody nie doszło.</p> <p>W dniu 1 września 2018 roku Megawatt Baltica SA złożyła zaktualizowany pozew wzajemny. Kwota dochodzonego roszczenia wynosi 16 969 401,36 zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie.</p> <p>W dniu 27 grudnia 2018 roku został wydany wyrok końcowy zasądający kary umowne. Zasądzona kwota kar umownych została zmiarkowana o 10% (tj. 15 272 462 zł).</p> <p>W dniu 26 września 2019 roku odbyły się rozprawy w/s ze skarg o uchylenie wyroku częściowego i wyroku końcowego.</p> <p>W dniu 10 października 2019 roku Sąd wydał wyrok oddalający skargę Energi Obrotu na wyrok końcowy i zasądził na rzecz przeciwnika zwrot kosztów procesu w kwocie 2 417 zł. W dniu 11 października 2019 roku Energa Obrót 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.</p> <p>W dniu 24 marca 2020 roku przeciwnik złożył odpowiedź na skargę kasacyjną.</p>
Energa Obrót SA (powód) EOLICA KISIELICE sp. z o.o. (pozwany 1), RAIFFEISEN BANK POLSKA SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 739/17</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót wniosła pozew.</p> <p>W dniu 12 marca 2018 roku Raiffeisen Bank Polska S.A. złożył pozew wzajemny o zapłatę (w.p.s. 3 104 430 zł). W dniu 22 lipca 2019 roku zawarto ugodę. Energa Obrót cofnęła pozew, a Raiffeisen cofnął pozew wzajemny.</p> <p>W dniu 1 sierpnia 2019 roku sąd wydał postanowienie o umorzeniu postępowania w zakresie pozwu głównego i pozwu wzajemnego.</p>
Energa Obrót SA (powód) PGE ENERGIA ODNAWIALNA SA (pozwany)	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XX GC 839/17</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót wniosła pozew. W dniu 25 kwietnia 2018 roku odbyła się rozprawa, na której PGE ENERGIA ODNAWIALNA SA złożyła pozew wzajemny o zapłatę kar umownych (w.p.s. 9 175 362 zł). Sąd skierował strony do mediacji, która nie doprowadziła do ugody - niemniej jednak strony kontynuują rozmowy ugodowe. Podczas kolejnych rozpraw nastąpiło m.in. złożenie przez PGE ENERGIĘ ODNAWIALNĄ SA rozszerzenia pozwu wzajemnego o zapłatę kar umownych, złożenie przez Energe Obrót repliki odpowiedzi na pozew oraz przeprowadzenie dowodu z zeznań świadków.</p> <p>W dniu 5 listopada 2019 roku Energa Obrót SA złożyła odpowiedź na rozszerzenie pozwu wzajemnego. W dniu 3 marca 2020 roku Energa Obrót SA cofnęła powództwo. W dniu 9 marca 2020 roku PGE Energia Odnawialna S.A. cofnęła powództwo wzajemne. W dniu 12 marca 2020 roku Energa Obrót cofnęła wniosek o zasądzenie kosztów procesu w sprawie z powództwa wzajemnego.</p> <p>W dniu 27 lutego 2020 roku Energa Obrót SA zawarła z PGE Energia Odnawialna S.A. ugodę i zakończyła spory dotyczące trzech ramowych umów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia.</p> <p>W dniu 12 marca 2020 r. Energa Obrót SA cofnęła wniosek o zasądzenie kosztów procesu w sprawie z powództwa wzajemnego. Postanowieniem z dnia 30 marca 2020 roku sąd umorzył postępowanie.</p>

Energa Obrót SA (powód) C&C WIND sp. z o.o. (pozwany 1), Bank Ochrony Środowiska SA (pozwany 2)	<i>Sąd Arbitrażowy przy KIG w Warszawie; sygnatura SA 127/17</i> W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót 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. W dniu 1 września 2018 roku C&C Wind Sp. z o.o. złożyła zaktualizowany pozew wzajemny (kwota dochodzonego roszczenia wynosi 7 767 619,14 zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie). W dniu 10 października 2018 roku. Energa Obrót uiszczała należność z tytułu kar umownych z zastrzeżeniem zwrotu 90% zapłaconej kwoty, tytułem rażącego zawyżenia kar umownych. C&C Wind cofnęła powództwo wzajemne, na co Energa Obrót nie wyraziła zgody w zakresie kwoty, co do której dokonała zastrzeżenia zwrotu. C&C Wind cofnęła cofnięcie pozwu co do kwoty, co do której Energa Obrót się sprzeciwiła, a także zmieniła powództwo o zapłatę na powództwo o ustalenie, że Enerdze Obrotowi nie przysługuje prawo zwrotu kar umownych. Wyrokiem z dnia 27 grudnia 2018 roku sąd ustalił, że nie istnieje obowiązek zwrotu przez C&C Wind na rzecz Energi Obrotu uiszczonych kar umownych w kwocie 6 578 480 zł. W dniu 8 marca 2019 roku Energa Obrót złożyła skargę o uchylenie wyroku końcowego, a dnia 6 sierpnia 2019 roku C&C Wind Sp. z o.o. złożyło na nią odpowiedź. W dniu 19 czerwca 2020 roku zostało złożone pismo procesowe Energa Obrót SA w/s ze skargi o uchylenie wyroku częściowego. Termin rozprawy nie został wyznaczony.
Energa Obrót SA (powód) BORYSZEWO WIND INVEST Sp. z o.o. (pozwany 1), mBank SA (pozwany 2)	<i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 799/17</i> W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót 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 złożyła apelację. W dniu 21 grudnia 2018 roku Boryszewo Wind Invest złożyła odpowiedź na apelację, a 28 grudnia 2018 roku - mBank SA.
Energa Obrót SA (powód) JEŻYCZKI WIND INVEST sp. z o.o. (pozwany 1), mBank SA (pozwany 2)	<i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 805/17</i> W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót 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 Strony wniosły apelację. Termin rozprawy apelacyjnej nie został wyznaczony.
Energa Obrót SA (powód) WIND INVEST sp. z o.o., (pozwany 1), mBank SA (pozwany 2)	<i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 798/17</i> W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót wniosła pozew. Ogłoszenie wyroku nastąpiło w dniu 19 września 2019 roku. Sąd oddalił powództwo Energi Obrotu. W dniu 27 listopada 2019 roku Energa Obrót złożyła apelację.
Energa Obrót SA (powód) STARY JAROSŁAW WIND INVEST sp. z o.o. (pozwany 1), mBank SA (pozwany 2)	<i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 802/17</i> W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót 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 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.

Energa Obrót SA (powód/pozwany wzajemny) PGE ENERGIA ODNAWIALNA SA (pozwany/powód wzajemny)	<i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XX GC 842/17</i> W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót wniosła pozew. W dniu 27 marca 2018 roku PGE Energia Odnawialna S.A. złożyła odpowiedź na pozew, Sąd skierował Strony do mediacji i wyznaczył mediatora. Postępowanie mediacyjne zakończyło się 15 grudnia 2018 roku. Strony nie doszły do porozumienia. W dniu 22 maja 2019 roku odbyła się rozprawa, podczas której przesłuchano świadka, a PGE złożyła pozew wzajemny, na który Energa Obrót złożyła odpowiedź w dniu 12 czerwca 2019 roku. Termin rozprawy wyznaczony na 4 września 2019 roku został odroczony na zgodny wniosek stron motywowany prowadzeniem rozmów ugodowych. W dniu 3 marca 2020 roku Energa Obrót cofnęła powództwo. W dniu 9 marca 2020 roku PGE Energia Odnawialna S.A. cofnęła powództwo wzajemne. W dniu 12 marca 2020 roku Energa Obrót SA cofnęła wniosek o zasądzenie kosztów procesu w sprawie z powództwa wzajemnego. Uгода została zawarta w dniu 27 lutego 2020 roku.
Energa Obrót SA (powód) KRUPY WIND INVEST sp. z o.o. (pozwany 1), mBank SA (pozwany 2)	<i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 803/17</i> W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. Strony złożyły odpowiedzi na pozew. 10 kwietnia 2019 roku odbyła się rozprawa, podczas której Sąd przesłuchał Stronę Pozwaną i zamknął przewód sądowy. W dniu 8 maja 2019 roku sąd wydał wyrok oddalający powództwo, który Energa Obrót SA zaskarżyła apelacją. W dniu 14 sierpnia 2019 roku Krupy Wind Invest złożyła odpowiedź na apelację. W dniu 16 sierpnia 2019 roku mBank złożył odpowiedź na apelację. Termin rozprawy apelacyjnej wyznaczony na 17 kwietnia 2020 roku został odwołany z uwagi na stan epidemii. Nowy termin rozprawy wyznaczono na 27 sierpnia 2020 roku.
Energa Obrót SA (powód) PGE ENERGIA NATURY Sp. z o.o. (pozwany)	<i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XX GC 841/17</i> W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót wniosła pozew. W dniu 26 lutego 2018 roku Sąd skierował Strony do mediacji. Postępowanie mediacyjne zakończyło się 15 grudnia 2018 roku - Strony nie doszły do porozumienia, niemniej kontynuują rozmowy ugodowe. W dniu 20 sierpnia 2019 roku PGE ENERGIA NATURY Sp. z o.o. złożyła pozew wzajemny, na który w dniu 14 listopada 2019 roku Energa Obrót złożyła odpowiedź. W dniu 3 marca 2020 roku Energa Obrót SA cofnęła powództwo. W dniu 9 marca 2020 roku PGE Energia Odnawialna S.A. cofnęła powództwo wzajemne. W dniu 12 marca 2020 roku Energa Obrót SA cofnęła wniosek o zasądzenie kosztów procesu w sprawie z powództwa wzajemnego. Uгода została zawarta w dniu 27 lutego 2020 roku. Postanowieniem z dnia 23 marca 2020 roku Sąd umorzył postępowanie. Termin rozprawy wyznaczony na 28 maja 2020 roku został odwołany.
Energa Obrót SA (powód) "WINDVEST - POLAND" Sp. z o.o. (pozwany 1), RAIFFEISEN BANK POLSKA SA (pozwany 2)	<i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XXVI GC 711/17</i> W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót wniosła pozew. W dniu 20 listopada 2019 roku strony zawarły ugodę, a Energa Obrót cofnęła pozew i złożyła wniosek o umorzenie postępowania. Postanowieniem z dnia 20 stycznia 2020 roku Sąd umorzył postępowanie.

Energa Obrót SA (powód) "SAGITTARIUS SOLUTIONS" Sp. z o.o. (pozwany 1), RAIFFEISEN BANK POLSKA SA (pozwany 2)	<i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 804/17</i> W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót wniosła pozew. Strony złożyły odpowiedzi na pozew, nastąpiła wymiana pism procesowych oraz przesłuchano świadków. W dniu 8 maja 2020 roku strony zawarły ugodę pozasądową. W dniu 11 maja 2020 roku Energa Obrót SA cofnęła powództwo i wniosła o umorzenie postępowania.
Energa Obrót SA (powód/pozwany wzajemny) "EW CZYŻEWO" sp. z o.o. (pozwany 1/powód wzajemny), BANK BGŻ BNP PARIBAS SA (pozwany 2)	<i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 736/17</i> W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót wniosła pozew. Wraz z odpowiedzią na pozew EW Czyżewo Sp. z o.o. złożyła pozew wzajemny. W dniu 4 grudnia 2018 roku sąd wydał wyrok oddalający powództwo o ustalenie i zasądający od Energi Obrotu kary umowne w wysokości 4 065 769 zł wraz z odsetkami ustawowymi. W dniu 6 lutego 2019 roku Energa Obrót S.A. złożyła apelację, a 18 marca 2019 roku apelację złożyły EW Czyżewo Sp. z o.o. i BGŻ BNP Paribas S.A. W dniu 28 listopada 2019 roku nastąpiło ogłoszenie wyroku, na mocy którego sąd II instancji zmienił wyrok sądu II instancji w ten sposób, że zasądził od Energi Obrotu na rzecz EW Czyżewo Sp. z o.o. kwotę 2 439 461 zł (zamiast 4 065 769 zł) wraz z ustawowymi odsetkami za opóźnienie i oddalił powództwo wzajemne w pozostałym zakresie oraz zasądził od Energi Obrotu na rzecz EW Czyżewo Sp. z o.o. kwotę 62 160 zł tytułem zwrotu kosztów procesu w II instancji (zamiast 130 000 zł). W pozostałym zakresie sąd oddalił apelację i zasądził od Energi Obrotu na rzecz Banku BGŻ BNP PARIBAS SA kwotę 11 250 zł tytułem zwrotu kosztów postępowania apelacyjnego oraz od EW Czyżewo Sp. z o.o. na rzecz Energi Obrotu kwotę 26 500 zł tytułem zwrotu kosztów postępowania apelacyjnego. Złożono wniosek o uzasadnienie wyroku. W dniu 4 lutego 2020 roku wpłynęło uzasadnienie wyroku. W dniu 6 kwietnia 2020 roku została wniesiona skarga kasacyjna. W dniu 8 lipca 2020 roku doręczono odpowiedź BGŻ BNP na skargę kasacyjną.
Energa Obrót SA (powód) ELEKTROWNIA WIATROWA EOL sp. z o.o. (pozwany 1), BANK ZACHODNI WBK SA (pozwany 2)	<i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XXVI GC 712/17</i> W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót wniosła pozew. W dniu 6 lutego 2018 roku Sąd skierował Strony do mediacji na co Pozwani nie wyrazili zgody. Wyrokiem z dnia 21 lutego 2020 roku Sąd oddalił powództwo Energi Obrotu. Został złożony wniosek o uzasadnienie wyroku. W dniu 16 czerwca 2020 roku doręczono wyrok sądu I instancji.
Energa Obrót SA (powód) WIELKOPOLSKIE ELEKTROWNIE WIATROWE sp. z o.o. (pozwany 1), BANK BGŻ BNP PARIBAS SA (pozwany 2)	<i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 735/17</i> W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót wniosła pozew. W dniu 6 grudnia 2018 roku sąd wydał wyrok oddalający powództwo o ustalenie. Energa Obrót złożyła apelację. W dniu 13 sierpnia 2019 roku Sąd ogłosił wyrok oddalający apelację Energi Obrotu i zasądający koszty zastępstwa na rzecz pozwanych. Wyrok jest prawomocny. W dniu 5 czerwca 2020 roku doręczono wyrok sądu II instancji wraz z uzasadnieniem.

Energa Obrót SA (powód) "EW KOŹMIN" sp. z o.o. (pozwany 1), BANK BGŻ BNP PARIBAS SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 738/17</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. Pozwana farma wiatrowa złożyła przeciwko spółce powództwo wzajemne o zapłatę kar umownych.</p> <p>W dniu 30 sierpnia 2018 roku sąd wydał wyrok oddalający powództwo o ustalenie i zasądający kary umowne. Energa Obrót SA złożyła apelację.</p> <p>Rozprawa apelacyjna, pierwotnie wyznaczona na dzień 17 marca 2020 roku, została przeniesiona na 1 czerwca 2020 roku z uwagi na obecną sytuację związaną z zagrożeniem epidemiologicznym. W dniu 1 czerwca odbyła się rozprawa apelacyjna.</p> <p>W dniu 24 czerwca 2020 roku Sąd Apelacyjny w Gdańsku wydał wyrok, na mocy którego:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Zmienił zaskarżony wyrok w zakresie powództwa wzajemnego o zapłatę w ten sposób, że:<ol style="list-style-type: none">a. W pkt 1 zasądził od Powódki Pozwanej wzajemnie Energa Obrót SA w Gdańsku na rzecz Powoda Pozwanego wzajemnego EW Koźmin sp. z o.o. w Poznaniu<ul style="list-style-type: none">• kwotę 101 496,07 zł wraz z ustawowymi odsetkami za opóźnienie od dnia 14.12.2017 roku do dnia zapłaty,• kwotę 273 385,25 zł wraz z ustawowymi odsetkami do dnia zapłaty,• kwotę 746 017,24 zł wraz z ustawowymi odsetkami do dnia zapłaty,I oddalił powództwo wzajemne w pozostałym zakresie.b. W pkt 2 zasądził od Powoda Pozwanego Wzajemnie Energi Obrót SA w Gdańsku na rzecz Pozwanego Powoda wzajemnego EW Koźmin sp. z o.o. w Poznaniu kwotę 53 465 zł tytułem zwrotu kosztów procesu.2. Oddalił apelację w pozostałym zakresie.3. Zasądził od Powoda na rzecz Pozwanego BNP Paribas Bank Polska S.A. w Warszawie kwotę 11 250 zł tytułem zwrotu kosztów postępowania apelacyjnego.4. Zasądził od Pozwanego Powoda wzajemnego EW Koźmin sp. z o.o. w Poznaniu na rzecz Powoda Pozwanego wzajemnego Energa Obrót SA w Gdańsku kwotę 13 490 zł tytułem zwrotu kosztów postępowania apelacyjnego.
Energa Obrót SA (powód/pozwany wzajemny) "WIATROWA BALTICA" sp. z o.o. (pozwany 1/powód wzajemny), Raiffeisen Bank Polska SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Arbitrażowy przy KIG w Warszawie; sygnatura SA 129/17</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót wniosła pozew. Pozwani złożyli odpowiedź na pozew wraz z pozwem wzajemnym.</p> <p>W dniu 4 czerwca 2018 roku został wydany wyrok częściowy oddalający powództwo Energi Obrót o ustalenie.</p> <p>W dniu 1 września 2018 roku Raiffeisen Bank złożył zaktualizowany pozew wzajemny. Kwota dochodzonego roszczenia wyniosła 1 352 533,66 zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie.</p> <p>Wyrokiem końcowym z dnia 27 grudnia 2018 roku zasądzona została kwota kar umownych, zmiarkowana o 10% (tj. 1 019 280,31 zł).</p> <p>W dniu 8 marca 2019 roku Energa Obrót złożyła skargę o uchylenie wyroku końcowego. Pozwani nie złożyli odpowiedzi na skargę, a termin rozprawy nie został wyznaczony.</p>
Wielkopolskie Elektrownie Wiatrowe sp. z o.o. (powód), Energa Obrót SA (pozwany)	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 719/19</i></p> <p>W dniu 14 sierpnia 2019 roku Wielkopolskie Elektrownie Wiatrowe (WEW) wniosła pozew o zapłatę przez Energi Obrót SA kar umownych z tytułu niewykonywania CPA.</p> <p>Sąd skierował strony do mediacji - spotkanie mediacyjne odbyło się w dniu 14 stycznia 2020 roku. Strony nie doszły do porozumienia.</p> <p>Mediacja zakończyła się, ugody nie zawarto. Należy spodziewać się wyznaczenia terminu pierwszej rozprawy po zakończeniu stanu epidemii. Podczas rozpraw będzie przeprowadzane postępowanie dowodowe (dowody z zeznań świadków).</p> <p>W dniu 19 maja 2020 roku Energa Obrót złożyła duplikę. Sąd wyznaczył datę posiedzenia na dzień 29 lipca 2020 roku.</p>

Elektrownia Wiatrowa Zonda sp. z o.o. (powód), Energa Obrót SA (pozwany)	<i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 735/19</i> W dniu 19 sierpnia 2019 roku, Elektrownia Wiatrowa Zonda wniosła pozew o zapłatę przez Energe Obrót odszkodowania z tytułu niewykonywania CPA. W dniu 8 października 2019 roku Energa Obrót złożyła odpowiedź na pozew. Sąd skierował strony do mediacji, jednak żadna ze stron nie wyraziła na to zgody. W dniu 31 stycznia 2020 roku odbyło się posiedzenie przygotowawcze, na którym ustalono harmonogram przesłuchania świadków. Z uwagi na stan epidemii terminy przesłuchania świadków i stron zostały odwołane. Nowe terminy wyznaczono na 13-14 lipca 2020 roku.
Elektrownia Wiatrowa EOL sp. z o.o. (powód), Energa Obrót SA (pozwany)	<i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 740/19</i> W dniu 20 sierpnia 2019 roku Elektrownia Wiatrowa EOL wniosła do pozwu o zapłatę przez Energe Obrót kar umownych z tytułu niewykonywania CPA. W dniu 23 września 2019 roku Energa Obrót złożyła odpowiedź na pozew, na którą, w dniu 18 grudnia 2019 roku, Elektrownia Wiatrowa EOL złożyła replikę. W dniu 23 stycznia 2020 roku SO w Gdańsku postanowił o zawieszeniu sprawy o zapłatę z powództwa Elektrowni Wiatrowej EOL Sp. z o.o. do czasu prawomocnego zakończenia postępowania o ustalenie (SO w Warszawie, XXVI GC 712/17).

8.3. Sytuacja kadrowo-płacowa

Zatrudnienie

Łączne zatrudnienie w ramach umów o pracę w Grupie Energa na dzień 30 czerwca 2020 roku wyniosło 9 938 pracowników, podczas gdy na koniec ubiegłego roku kształtowało się na poziomie 9 957 pracowników. Główną przyczyną zmian w poziomie zatrudnienia w I półroczu br. (spadek o 19 osób) była rotacja naturalna. W II kwartale 2020 roku nie wystąpiły istotne zmiany w poziomie zatrudnienia (spadek o 4 osoby).

Spory zbiorowe i zwolnienia grupowe

Zwolnienia grupowe

W I półroczu 2020 roku w spółkach Grupy nie przeprowadzano 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

Według przekazywanych przez związki zawodowe danych (w cyklu półrocznym, zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa) do związków zawodowych na dzień 30 czerwca 2020 roku należało 5 845 pracowników Grupy Energa.

Na koniec czerwca 2020 roku w Grupie Energa aktywne są dwa spory zbiorowe:

1. Spór zbiorowy prowadzony u pracodawcy Energa Elektrownie Ostrołęka SA wszczęty wystąpieniami organizacji związkowych z dnia 22 sierpnia oraz 8 września 2017 roku dotyczący m.in. zawarcia Umowy Społecznej dla pracowników Energa Elektrownie Ostrołęka SA. Spór znajduje się obecnie na etapie mediacji.
2. Spór zbiorowy prowadzony u pracodawcy Energa Elektrownie Ostrołęka SA wszczęty wystąpieniami organizacji związkowych z dnia 7 lutego 2019 roku, dotyczący wprowadzenia u pracodawcy PPE. Spór znajduje się obecnie na etapie mediacji.

OŚWIADCZENIE I INFORMACJA ZARZĄDU

Gdańsk, 29 lipca 2020 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 2020 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

Jacek Goliński
Prezes Zarządu Energi SA

Marek Kasicki
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Finansowych

Adriana Sikorska
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Komunikacji

Dominik Wadecki
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Operacyjnych

Iwona Waksmundzka-Olejniczak
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Korporacyjnych

Mikołaj Zwierzewski
Dyrektor Departamentu Finansów

Spis tabel

Tabela 1: Stan realizacji programu inwestycyjnego w I półroczu 2020 roku	15
Tabela 2: Średnie poziomy indeksów praw majątkowych notowanych na Towarowej Gieldzie Energii	24
Tabela 3: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę	26
Tabela 4: Skonsolidowane sprawozdanie z zysków lub strat (mln zł)	29
Tabela 5: Poziom EBITDA skorygowany o wpływ istotnych zdarzeń jednorazowych* (mln zł)	32
Tabela 6: Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł)	33
Tabela 7: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)	35
Tabela 8: Wskaźniki finansowe Grupy Energa	36
Tabela 9: Wyniki EBITDA Grupy Energa w podziale na Linie Biznesowe (mln zł)	39
Tabela 10: Dystrybucja energii elektrycznej według grup taryfowych (GWh)	39
Tabela 11: Wielkość wskaźników SAIDI i SAIFI	40
Tabela 12: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)	41
Tabela 13: Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh)	43
Tabela 14: Produkcja ciepła brutto (TJ)	44
Tabela 15: Wolumen i koszt zużycia kluczowych paliw	44
Tabela 16: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie (mln zł)	45
Tabela 17: EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie w podziale na Obszary Wytwarzania (mln zł)	46
Tabela 18: Wyniki Obszaru Wytwarzania Woda (mln zł)	47
Tabela 19: Wyniki Obszaru Wytwarzania Wiatr (mln zł)	47
Tabela 20: Wyniki Obszaru Wytwarzania Elektrownia w Ostrołęce (mln zł)	48
Tabela 21: Wyniki Obszaru Wytwarzania Pozostałe i korekty (mln zł)	48
Tabela 22: Sprzedaż energii elektrycznej (GWh)	48
Tabela 23: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż (mln zł)	49
Tabela 24: Kluczowe ryzyka strategiczne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy	54
Tabela 25: Kluczowe ryzyka prawno-regulacyjne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy	55
Tabela 26: Kluczowe ryzyka operacyjne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy	56
Tabela 27: Kluczowe ryzyka finansowe zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy	57
Tabela 28: Akcje Spółki według serii i rodzajów na dzień 30 czerwca 2020 roku	60
Tabela 29: Struktura akcjonariatu Spółki Energa według stanu na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania	60
Tabela 30: Dane dotyczące akcji Spółki Energa na dzień 30 czerwca 2020 roku	61
Tabela 31: Nominalna wartość objętych przez Energe SA i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów według stanu na dzień 30 czerwca 2020 roku (mln zł)	64
Tabela 32: Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	65

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 2020 roku	7
Rysunek 3: Roczna dynamika PKB, popytu krajowego, spożycia indywidualnego i inwestycji	19
Rysunek 4: Produkcja energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2020 roku (TWh)	21
Rysunek 5: Zużycie energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2020 roku (TWh)	21
Rysunek 6: Miesięczne wolumeny wymiany międzysystemowej w Polsce w I półroczu 2020 roku (TWh)	22
Rysunek 7: Ceny energii na rynku SPOT w Polsce i w wybranych krajach sąsiadujących w I półroczu 2020 roku (zł/MWh)	22
Rysunek 8: Indeks TGeBase w I półroczu 2020 roku (zł/MWh)	23
Rysunek 9: Cena kontraktu terminowego pasmo z dostawą na 2021 rok w I półroczu 2020 roku	23
Rysunek 10: Ceny uprawnień EUA w I półroczu 2020 roku (Euro/tona)	24

Rysunek 11: Zestawienie cen na rynku bilansującym i rynku SPOT (gielda) w I półroczu 2020 roku zł/MWh).....	25
Rysunek 12: cen oraz zdolności wytwórczych stanowiących operacyjną rezerwę mocy w I półroczu 2020 roku	25
Rysunek 13: Czynniki istotne dla rozwoju Grupy Energa w perspektywie kolejnego kwartału	27
Rysunek 14: EBITDA bridge w podziale na linie biznesowe (mln zł).....	30
Rysunek 15: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)	35
Rysunek 16: Struktura aktywów i pasywów.....	36
Rysunek 17: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja Grupy Energa (mln zł).....	40
Rysunek 18: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł).....	41
Rysunek 19: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa (mln zł).....	45
Rysunek 20: EBITDA bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie (w mln zł).....	46
Rysunek 21: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż (mln zł)	49
Rysunek 22: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Sprzedaż (mln zł)	50
Rysunek 23: Proces zarządzania ryzykiem obowiązujący w Grupie Energa.....	53
Rysunek 24: 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	Stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, a w szczególności surowce rolnicze.
CAPEX (ang. Capital Expenditures)	Nakłady inwestycyjne.
CBRF	Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya, powołane w celu realizacji Strategii Innowacji przyjętej przez Energeę na lata 2017-2020, z perspektywą 2025+.
CO ₂	Dwutlenek węgla.
EBI (ang. European Investment Bank)	Europejski Bank Inwestycyjny
EBITDA (ang. Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization)	Energa SA definiuje EBITDA jako zysk/strata z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację oraz odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych. W związku ze zmianą definicji EBITDA począwszy od roku 2016, EBITDA dla okresów porównywalnych (2013-2015) została rekalkulowana według nowej definicji.
EBIT (ang. Earnings before interest and taxes)	Zysk operacyjny.
EBOR (ang. European Bank for Reconstruction and Development)	Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju
Emitent, emitent	Spółka Energa SA
EMTN	The Euro Medium Term Note (EMTN) programme
Energa SA, Spółka Energa, Energa SA	Spółka dominująca w ramach Grupy Kapitałowej Energa.
Energa Operator, Energa Operator SA, EOP	Energa Operator SA, spółka zależna od Energa SA będąca Podmiotem Wiodącym Linii Biznesowej Dystrybucja w Grupie Energa.
Energa Obrót, Energa Obrót SA, EOB	Energa Obrót SA, spółka zależna od Energa SA będąca liderem Podmiotem Wiodącym Linii Biznesowej Sprzedaż w Grupie Energa

**Sprawozdanie Zarządu Energi SA z działalności Grupy Kapitałowej Energa SA
w I półroczu 2020 roku**

Energa OZE, Energa OZE SA	Energa OZE SA, spółka zależna od Energa SA będąca liderem Podmiotem Wiodącym Linii Biznesowej Wytwarzanie w Grupie Energa. W dniu 3 września 2019 roku nastąpiła zmiana nazwy spółki z Energa Wytwarzanie SA na Energa OZE SA.
	Program emisji euroobligacji średnioterminowych EMTN.
ESG	Ang. ESG: Environmental, Social, Governance, czynniki społeczno-środowiskowe.
EU (ang. <i>European Union</i>), UE	Unia Europejska.
EUR	Euro, waluta stosowana w krajach należących do strefy euro Unii Europejskiej.
GPW	Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie SA
Grupa Kapitałowa Energa, Grupa Energa, Grupa Energa, Grupa, Energa	Grupa kapitałowa zajmująca się dystrybucją obrotu i wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepłej. Prowadzi również działalność związaną z oświetleniem ulicznym, projektowaniem, zaopatrzeniem materiałowym, wykonawstwem sieciowym i transportem specjalistycznym oraz usługami hotelowymi i informatycznymi.
Grupa taryfowa	Grupa odbiorców pobierających Energię elektryczną lub ciepło lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w Energię elektryczną lub ciepło, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania.
GUS	Główny Urząd Statystyczny.
GW	Gigawat, jednostka mocy w układzie SI, 1 GW = 10 ⁹ W.
GWe	Gigawat mocy elektrycznej.
GWh	Gigawatogodzina.
IRS (ang. <i>Interest Rate Swap</i>)	Umowa wymiany płatności odsetkowych pomiędzy dwiema stronami, na podstawie której strony wypłacają sobie wzajemnie odsetki od umownego nominalu kontraktu, naliczane według odmiennej stopy procentowej.
KNF	Komisja Nadzoru Finansowego.
Kogeneracja, CHP	Proces technologiczny równoczesnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego.
Kowenanty	Zabezpieczające klauzule umowne, zwłaszcza w umowach kredytowych.
KRS	Krajowy Rejestr Sądowy.
KSE	Krajowy system Elektroenergetyczny
kWh	Kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej wytworzonej lub zużytej przez urządzenie o mocy 1 kW w ciągu 1 godziny; 1 kWh = 3 600 000 J = 3,6 MJ.
MEW	Mała elektrownia wodna.
MSP	Ministerstwo Skarbu Państwa.
MW	Jednostka mocy w układzie SI, 1 MW = 10 ⁶ W.
MWe	Megawat mocy elektrycznej.
MWh	Megawatogodzina.
MWt	Megawat mocy cieplnej.
NBP	Narodowy Bank Polski, bank centralny w Polsce.
NFOŚiGW	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.
NIB	Nordycki Bank Inwestycyjny
NWZ	Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki Energa SA.
Odnawialne źródła energii, OZE	Źródła wykorzystujące w procesie przetwarzania Energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz Energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego

**Sprawozdanie Zarządu Energi SA z działalności Grupy Kapitałowej Energa SA
w I półroczu 2020 roku**

	w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych.
OSD, Operator systemu dystrybucyjnego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi.
OSP, Operator systemu przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi.
OZEX_A	Cena średnia ważona wolumenem ze wszystkich transakcji kontraktem PMOZE_A na sesji giełdowej.
PGE	PGE Polska Grupa Energetyczna SA.
PGG	Polska Grupa Górnicza SA
PKB	Produkt Krajowy Brutto.
PLN	Polski złoty, waluta krajowa.
PMI	Wskaźnik wyprzedzający polskiego przemysłu
PMOZE_A	Prawa majątkowe do świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE, której określony w świadectwie pochodzenia okres produkcji rozpoczął się od 1 marca 2009 roku.
p.p.	Punkt procentowy.
PPE	Punkt poboru energii
PPG	Punkt poboru gazu
Prawa majątkowe	Zbywalne i stanowiące towar giełdowy prawa wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej z odnawialnych źródeł energii i w kogeneracji.
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie, wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000197596; spółka wyznaczona decyzją Prezesa URE Nr DPE-47-58(5)/4988/2007/BT z dnia 24 grudnia 2007 roku na operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od dnia 1 stycznia 2008 roku do dnia 1 lipca 2014 roku.
r/r	Rok do roku.
RDN	Rynek Dnia Następnego
SAIDI (ang. <i>System Average Interruption Duration Index</i>)	Systemowy wskaźnik średniego (przeciętnego) rocznego czasu trwania przerw.
SAIFI (ang. <i>System Average Interruption Frequency Index</i>)	Systemowy wskaźnik średniej liczby (częstości) trwania przerw na osobę.
Smart Grid	System elektroenergetyczny integrujący w sposób inteligentny działania wszystkich uczestników procesów generacji, przesyły, dystrybucji i użytkowania, w celu dostarczania energii elektrycznej w sposób ekonomiczny, trwały i bezpieczny. To kompleksowe rozwiązania energetyczne, pozwalające na łączenie, wzajemną komunikację i optymalne sterowanie rozproszonymi dotychczas elementami sieci energetycznych.
SPOT	Rynek dnia następnego (RDN) - rynek energii działający w przedziale czasu „dnia następnego” (DN) zapewniający dostawy energii w dniu D.
Świadectwo pochodzenia	Świadectwo pochodzenia ze źródeł odnawialnych oraz świadectwo pochodzenia z kogeneracji.

Świadectwo pochodzenia z kogeneracji	Dokument wydawany przez Prezesa URE zgodnie z art. 9l Prawa Energetycznego, potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji wytwarzanej w: (i) jednostce kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW (tzw. żółty certyfikat), (ii) jednostce kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (tzw. fioletowy certyfikat), albo (iii) w innej jednostce kogeneracji (tzw. czerwony certyfikat).
Świadectwo pochodzenia ze źródeł odnawialnych, zielony certyfikat	Dokument wydawany przez Prezesa URE zgodnie z art. 9e Prawa Energetycznego, potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii (tzw. zielony certyfikat).
Taryfa G	Grupa taryfowa dla odbiorców indywidualnych – gospodarstw domowych.
Towarowa Giełda Energii, TGE	Towarowa Giełda Energii SA, giełda towarowa na której przedmiotem obrotu są towary giełdowe dopuszczone do obrotu na giełdzie, tj. Energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, gaz wydobywczy, limity wielkości emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od ceny energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń.
TPA (ang. Third Party Access)	Zasada polegająca na udostępnieniu przez właściciela bądź operatora osobom trzecim swojej infrastruktury sieciowej w celu dostarczenia usług klientom. W przypadku energii elektrycznej oznacza to możliwość korzystania z sieci lokalnego dystrybutora energii w celu dostarczenia do wskazanej lokalizacji energii zakupionej u dowolnego sprzedawcy.
TWh	Terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI. 1 TWh to 10 ⁹ kWh.
UE	Unia Europejska.
URE	Urząd Regulacji Energetyki.
WACC (ang. <i>weighted average cost of capital</i>)	Średni ważony koszt kapitału.
WIBOR (ang. <i>Warsaw Interbank Offered Rate</i>)	Międzybankowa stopa procentowa.
Współspalanie	Wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w oparciu o proces wspólnego, jednoczesnego, przeprowadzanego w jednym urządzeniu spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami; część energii wyprodukowanej w powyższy sposób może być uznana za Energię wytworzoną w odnawialnym źródle energii.