



Informacja do skróconego skonsolidowanego raportu Grupy Energa za III kwartał 2020 roku

Gdańsk, dnia 5 listopada 2020 roku

Spis treści

1. PODSUMOWANIE	3
2. PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE	6
2.1. Charakterystyka działalności i struktura Grupy	6
2.2. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego i po dniu bilansowym	6
2.3. Nakłady inwestycyjne i realizacja kluczowych projektów	8
3. SYTUACJA FINANSOWA I MAJĄTKOWA	12
3.1. Zasady sporządzania kwartalnego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	12
3.2. Omówienie wielkości ekonomiczno-finansowych ujawnionych w skróconym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym	12
3.4. Opis istotnych pozycji pozabilansowych	19
3.5. Prognozy wyników finansowych	19
3.6. Czynniki wpływu na wyniki Grupy Energa w perspektywie co najmniej jednego kwartału	20
4. DZIAŁALNOŚĆ SEGMENTÓW GRUPY ENERGA	22
4.1. Linia Biznesowa Dystrybucja	22
4.1.1. Kluczowe dane operacyjne	22
4.1.2. Wyniki finansowe	23
4.2. Linia Biznesowa Wytwarzanie	25
4.2.1. Kluczowe dane operacyjne	25
4.2.2. Wyniki finansowe	26
4.3. Linia Biznesowa Sprzedaż	29
4.3.1. Kluczowe dane operacyjne	29
4.3.2. Wyniki finansowe	30
5. OTOCZENIE REGULACYJNO-BIZNESOWE	33
5.1. Sytuacja makroekonomiczna	33
5.2. Rynek energii elektrycznej w Polsce	35
5.3. Otoczenie regulacyjne	40
6. AKCJE I AKCJONARIAT	43
6.1. Informacje o akcjach i akcjonariacie Spółki Energa	43
6.2. Notowania akcji Spółki i rekomendacje	43
6.3. Oceny ratingowe	44
6.4. Zestawienie stanu akcji w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących	44
7. POZOSTAŁE INFORMACJE O GRUPIE	46
7.1. Informacje o istotnych umowach	46
7.2. Zarządzanie ryzykiem	46
7.3. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	47
7.4. Zatrudnienie	52
7.5. Spory zbiorowe i zwolnienia grupowe	52
Spis tabel	54
Spis rysunków	54
Słownik skrótów i pojęć	55

1. PODSUMOWANIE

GRUPA PO 9 MIESIĘCACH 2020 ROKU



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

Wyniki finansowe

Przychody	EBITDA	Marża EBITDA
9 175 mln zł	1 556 mln zł	17,0%

Odnawialne źródła energii

Moc zainstalowana	Produkcja OZE	
532 MWe	1 029 GWh	

Dane operacyjne




Wolumen dostarczonej energii	Produkcja ee brutto	Sprzedaż detaliczna
16,1 TWh	2,2 TWh	13,9 TWh

Niezbędnik inwestora

Kapitalizacja*	Cena akcji*	Członek indeksów*	Rating Fitch Energi*
3,4 mld zł	8,3 zł		BBB-

* Na koniec III kw. 2020 roku

Kluczowe zasoby

Sieć dystrybucji	Moc zainstalowana	Liczba pracowników
191 tys. km 	1,38 GWe z czego 39% stanowią OZE 	9,8 tys. 



-  Ciepłownia
-  Elektrownia szczytowo-pompowa
-  Mała elektrownia wodna
-  Elektrociepłownia
-  Farma fotowoltaiczna
-  Siedziba ENERGA SA
-  Dystrybucja energii elektrycznej
-  Sprzedaż energii elektrycznej
-  Węgiel
-  Elektrownia systemowa
-  Duża elektrownia wodna
-  Farma wiatrowa
-  Biomasa

Kluczowe Linie Biznesowe

Dystrybucja	Wytwarzanie	Sprzedaż
		
EBITDA: 1 352 mln zł	EBITDA: 135 mln zł	EBITDA: 114 mln zł

Inwestycje

1 189 mln zł	Nowi klienci	Modernizacja linii WN, ŚN i NN	Nowe źródła OZE
Z czego Dystrybucja: 897 mln zł	45 tys.	2 219 km	470 MW



Elektrownia Wodna Żelkovo

Podstawowe informacje o Grupie Energa

2. PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE ENERGA

2.1. Charakterystyka działalności i struktura Grupy

Podstawowa działalność Grupy Kapitałowej Energa („Grupa”) obejmuje dystrybucję, wytwarzanie oraz sprzedaż energii elektrycznej i ciepłej. Na dzień 30 września 2020 roku w skład Grupy Energa, łącznie z podmiotem dominującym – Energa SA („Spółka”), wchodziły 23 spółki.

Działalność Grupy koncentruje się w następujących liniach biznesowych:

Linia Biznesowa Dystrybucja to podstawowa dla rentowności Grupy Linia Biznesowa zajmująca się dystrybucją energii elektrycznej, która jest w Polsce działalnością regulowaną, prowadzoną w oparciu o taryfy zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Funkcję Podmiotu Wiodącego Linii pełni spółka Energa Operator SA. Grupa Energa pozostaje naturalnym monopolistą na terenie północnej i środkowej Polski, gdzie znajdują się jej aktywa dystrybucyjne za pomocą których dostarcza energię elektryczną do 3,2 mln klientów, z czego około 3,0 mln stanowią klienci z umowami kompleksowymi, a 180 tys. to klienci TPA (ang. Third Party Access). Na koniec III kw. 2020 roku łączna 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 września 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 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 2-óch 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 III kw. 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.

Zmiany w strukturze i organizacji Grupy

W III kw. 2020 roku nie zaszły żadne zmiany w strukturze Grupy.

2.2. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego i po dniu bilansowym

Najważniejsze zdarzenia I półrocza 2020 roku zostały przedstawione w *Sprawozdaniu Zarządu Energi SA z działalności Grupy Kapitałowej Energa w I półroczu 2020 roku*. Istotne zdarzenia w III kw. 2020 roku oraz po dniu bilansowym zostały przedstawione poniżej.

Podpisanie listu intencyjnego pomiędzy PKN ORLEN S.A. a PGNiG S.A. w sprawie analizy możliwości realizacji wspólnych inwestycji, m.in. dotyczących CCGT w Ostrołęce

W dniu 3 września 2020 roku podpisany został list intencyjny pomiędzy PKN ORLEN S.A. („PKN ORLEN”) a PGNiG S.A. („Strony”), w którym strony zadeklarowały wolę przystąpienia do wspólnych rozmów w celu analizy możliwości realizacji wspólnych inwestycji: budowy elektrowni gazowej i rozwoju biogazowni („Projekty”). Zakres Projektów obejmuje budowę bloku gazowego CCGT w Ostrołęce o mocy ok. 750 MW netto do końca 2024 roku oraz prace analityczne oraz rozwojowe dotyczące produkcji biogazu z docelowym stworzeniem bazy technologicznej, naukowej, prawnej i ekonomicznej do stworzenia sieci biogazowni o mocy około 2,0-2,2 MW każda do końca 2025 roku. Wspólna inwestycja w projekt budowy bloku gazowo-parowego uzależniona będzie od dodatkowych uzgodnień ze stronami porozumienia z dnia 2 czerwca 2020 roku, o którym mowa w raporcie bieżącym Energi nr 51/2020 z dnia 2 czerwca 2020 roku (więcej informacji o porozumieniu zostało przedstawionych w *Sprawozdaniu Zarządu Energi SA z działalności Grupy Kapitałowej Energa w I półroczu 2020 roku*).

Zgodnie z postanowieniami Listu intencyjnego Strony będą prowadzić rozmowy w celu uzgodnienia założeń i warunków Projektów, jak również treści Umów, w szczególności, w następujących kwestiach:

- ustalenie warunków prawnych i technicznych realizacji przez strony Projektów, jak również wszelkich innych czynników, które mogą mieć znaczenie z punktu widzenia wykonalności Projektów;
- ustalenie zasad finansowania Projektów;
- w przypadku budowy elektrowni gazowej: opracowanie umowy o wspólnym przedsięwzięciu (joint venture) regulującej zasady współpracy Stron przy realizacji Projektu;
- ustalenie pozostałych warunków współpracy.

Rozpoczęcie procesu prowadzącego do nabycia przez PKN ORLEN wszystkich akcji Energi pozostających w posiadaniu akcjonariuszy mniejszościowych

W dniu 21 września 2020 roku PKN ORLEN ogłosił wezwanie (tzw. wezwanie delistujące) do zapisywania się na sprzedaż akcji wyemitowanych przez Energeę przez wszystkich pozostałych akcjonariuszy Energi („Wezwanie”). Wezwanie zostało ogłoszone na podstawie art. 91 ust. 5 ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych (tj. z dnia 22 lutego 2019 r.; Dz.U. z 2019 r. poz. 623 z późn. zm.) („Ustawa”).

Przedmiotem Wezwania jest 82 754 032 zdematerializowanych akcji zwykłych Spółki na okaziciela serii AA, o wartości nominalnej 10,92 zł każda, gdzie 1 akcja serii AA daje prawo do 1 głosu na walnym zgromadzeniu Energi, uprawniających łącznie do 82 754 032 głosów na walnym zgromadzeniu Energi, dopuszczonych i wprowadzonych do obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie.

Wezwanie zostało ogłoszone pod warunkiem podjęcia przez walne zgromadzenie Energi uchwały o wycofaniu akcji Spółki z obrotu giełdowego. W dniu 29 października 2020 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki podjęło decyzję o wycofaniu akcji Energi z obrotu giełdowego.

Rozpoczęcie przyjmowania zapisów na akcje nastąpiło w dniu 9 października 2020 roku, a zakończenie ma nastąpić w dniu 20 listopada 2020 roku.

Na dzień publikacji niniejszego dokumentu, PKN ORLEN posiada ok. 80% udziału w kapitale zakładowym Spółki, co odpowiada ok. 85% udziału w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu Energi, które nabył w wyniku rozliczenia transakcji nabycia akcji objętych zapisami w ramach wezwania do zapisywania się na sprzedaż akcji Spółki, ogłoszonego 5 grudnia 2019 roku (szczegółowe informacje dotyczące tego wezwania zostały przedstawionych w *Sprawozdaniu Zarządu Energi SA z działalności Grupy Kapitałowej Energa w I półroczu 2020 roku*).

Globalna pandemia koronawirusa i jej potencjalny wpływ na działalność Grupy

Wpływ pandemii koronawirusa na działalność Grupy Energa w III kw. 2020 roku został przedstawiony w Skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2020 roku.

Podpisanie listu intencyjnego pomiędzy Energa SA, PKN ORLEN S.A. oraz Grupą LOTOS S.A. w sprawie analizy możliwości realizacji wspólnej inwestycji

W dniu 2 listopada 2020 roku podpisany został list intencyjny pomiędzy Spółką a PKN ORLEN oraz Grupą LOTOS S.A. („List intencyjny”), („Strony”), w którym Strony zadeklarowały wolę przystąpienia do wspólnych rozmów w celu analizy możliwości oraz ewentualnych warunków zrealizowania wspólnej inwestycji w zakresie budowy elektrowni gazowo-parowej w Gdańsku do lipca 2026 roku („Projekt”). Zakres Projektu obejmuje analizę i dobór optymalnej konfiguracji bloku (technologia, sprawność, moc) oraz jego lokalizacji.

Zgodnie z postanowieniami Listu intencyjnego Strony będą prowadzić rozmowy w celu uzgodnienia założeń i warunków Projektu, w szczególności, w następujących kwestiach:

- ustalenie warunków prawnych i technicznych realizacji Projektu przez Strony, jak również wszelkich innych czynników, które mogą mieć znaczenie z punktu widzenia realizacji Projektu,
- ustalenie zasad finansowania Projektu,
- w przypadku realizacji elektrowni gazowo-parowej: opracowanie projektu umowy o wspólnym przedsięwzięciu (joint venture) regulującej zasady współpracy Stron przy realizacji Projektu,
- ustalenie pozostałych warunków realizacji Projektu.

Podpisany List intencyjny wiąże Strony do czasu zawarcia stosownych umów, nie później jednak niż do dnia 31 grudnia 2021 roku.

2.3. Nakłady inwestycyjne i realizacja kluczowych projektów

W ciągu 9 miesięcy 2020 roku nakłady inwestycyjne w Grupie Energa wyniosły 1 189 mln zł i były o 81 mln zł, tj. 7% wyższe niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Inwestycje Linii Biznesowej Dystrybucja stanowiły 75% wszystkich nakładów poniesionych przez Grupę i wyniosły 897 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 232 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 33 mln zł, z czego najwięcej na prace związane z majątkiem oświetleniowym.

Tabela 1: Stan realizacji programu inwestycyjnego za 9 miesięcy 2020 roku

Opis projektu	Nakłady inwestycyjne za 9 miesięcy 2020 roku (mln zł)
Linia Biznesowa Dystrybucja	897
Modernizacja sieci dystrybucyjnej w celu poprawy niezawodności dostaw	288
Rozbudowa sieci w związku z przyłączaniem nowych odbiorców	377
Rozbudowa sieci w związku z przepływami w sieci WN i przyłączaniem źródeł ee	56
Pozostałe nakłady inwestycyjne, kolizje i korekty	176
Linia Biznesowa Wytwarzanie	232
Farma Wiatrowa Przykona	123
Elektrownia Ostrołęka B (IOS II)	53
Modernizacja źródeł i sieci dla źródeł kogeneracyjnych	14
Modernizacja el. wodnych	7
Pozostałe inwestycje	35
Linia Biznesowa Sprzedaż	33
Nakłady inwestycyjne na majątek oświetleniowy	18
System Obsługi Sprzedaży	2
Pozostałe nakłady inwestycyjne	13
Pozostałe spółki, projekty i korekty	27
Razem	1 189

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.

Aktualnie prowadzone są prace rozruchowe nowej instalacji, a planowany termin oddania inwestycji do eksploatacji to IV kw. 2020 roku.

Bateryjny Magazyn Energii elektrycznej przy FW Bystra

Inwestycja jest elementem polsko-japońskiego projektu z udziałem Grupy Energa i Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE).

Hybrydowy magazyn energii BESS jest największym magazynem energii w Polsce, który wykorzystuje baterie litowo-jonowe o dużej mocy wyjściowej w połączeniu z bateriami kwasowo-ołowiowymi. Wykorzystanie tych dwóch technologii umożliwia osiągnięcie wysokiej efektywności w funkcji minimalizacji kosztów. Testy magazynu umożliwią ocenę skuteczności tego rozwiązania w "wygładzaniu" krótkoterminowych wahań mocy czynnej generowanej przez farmę wiatrową oraz zapewnieniu koniecznej rezerwy mocy do równoważenia zapotrzebowania na energię elektryczną („bilansowanie obciążeń”).

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

W dniu 25 września 2020 roku zakończono drugą fazę testów hybrydowego magazynu energii elektrycznej o docelowej mocy 6 MW i pojemności nominalnej 27 MWh, oraz dokonano odbioru końcowego wykonanych prac.

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. W zakresie prac projektowych finalizowany jest obecnie ostatni kluczowy projekt budowlany obejmujący aktualizację dokumentacji linii wyprowadzenia mocy 400kV oraz przebudowy linii 110kV, uzyskanie ostatecznej decyzji o udzieleniu pozwoleń na budowę dla tych zakresów prac przewidywane jest na Q2/Q3 2021. Uruchomiono postępowanie przetargowe związane z wyłonieniem generalnego wykonawcy elektrowni (przetarg EPC<SA). Ostatecznie, w dniu 31 sierpnia 2020 roku unieważniono postępowanie przetargowe. Realizacja tego projektu uzależniona jest od decyzji właścicielskich i otoczenia makroekonomicznego. Obecnie kontynuowane są działania mające na celu utrzymanie wykonalności projektu, rozumiane jako zabezpieczenie ważności dotychczas wypracowanych produktów projektowych, przy jednoczesnym uniknięciu wydatkowania znaczących kwot.

CCGT Gdańsk - uzyskano decyzję środowiskową dla linii wyprowadzenia mocy 400kV z planowanej elektrowni, kontynuowane są działania mające na celu zabezpieczenie praw do nieruchomości na wyprowadzenie mocy z planowanej elektrowni. W dniu 2 listopada 2020 roku podpisano list intencyjny z PKN ORLEN i Grupą LOTOS S.A. w sprawie analizy możliwości realizacji wspólnej inwestycji.

Smart Grid

Projekt Smart Grid, który ma na celu zapewnienie stabilności i elastyczności systemu dystrybucyjnego poprzez wdrożenie rozwiązań inteligentnej sieci energetycznej, jest współfinansowany z UE w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko.

W ramach projektu zostanie rozwinięty system sterowania ruchem sieci elektroenergetycznej SCADA o moduł lokalizacji awarii, co spowoduje skrócenie czasu trwania przerw w dostawie energii elektrycznej.

Elementem projektu jest także budowa magazynu energii, którego zadaniem będzie stabilizacja pracy systemu dystrybucyjnego farmy fotowoltaicznej o mocy 4 MW w Czernikowie. Magazyn wykonany zostanie w technologii baterii litowo-jonowych i będzie dysponował mocą 1 MW oraz pojemnością 2 MWh.

Projekt budowy 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.

Program inwestycyjny w obszarze aktywów ciepłowniczych

Kluczowym celem programu inwestycyjnego jest dostosowanie jednostek kogeneracyjnych i ciepłych do zaostających się wymogów środowiskowych oraz zwiększenie EBITDA.

Maksymalizacja EBITDA zostanie osiągnięta poprzez realizację programu rozwoju ciepłownictwa dla EC Elbląg i EC Kalisz w wyniku którego nastąpi zmiana paliwa z węgla kamiennego na gaz ziemny przy utrzymaniu pozycji na rynkach ciepła w Elblągu i Kaliszu.

Projekt PV Gryf

Celem projektu jest budowa farmy fotowoltaicznej o mocy 19,83 MW i przygotowanie do udziału w aukcji OZE w 2020 roku. W przypadku wygrania aukcji inwestycja zostanie oddana do eksploatacji do końca 2021 roku. Farma powstaje w gminie Przykona, na terenach zrehabilitowanych po kopalni odkrywkowej węgla brunatnego Adamów.

Projekt PV Mitra

Celem projektu jest przygotowanie, budowa i oddanie do eksploatacji instalacji fotowoltaicznej składającej się z zespołu elektrowni fotowoltaicznych o łącznej mocy zainstalowanej ok. 100 MW, 50 stacji elektroenergetycznych 30/0,8kV, elektroenergetycznego przyłącza WN 110 kV wraz z traktem światłowodowym, stacji GPO 110/30 kV, linii kablowych SN 30 kV i telekomunikacyjnych, uziemienia oraz wewnętrznego układu drogowego wraz z pełną infrastrukturą towarzyszącą.

Projekt PV Wielbark (projekt akwizycyjny)

Projekt ma na celu zakup 100% udziałów w spółce PV Wielbark sp. z o.o., do której należy obecnie realizowana inwestycja budowy farmy fotowoltaicznej w Borkach Wielbarskich (gm. Wielbark, pow. szczycieński, woj. warmińsko-mazurskie). Docelowa moc zainstalowana tej farmy będzie wynosiła 62 MWe, z czego do tej pory ukończono budowę 8 MWe.



Farma fotowoltaiczna – Bystra gm. Gdańsk

Sytuacja finansowo-majątkowa

3. SYTUACJA FINANSOWO-MAJĄTKOWA

3.1. Zasady sporządzania kwartalnego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej Energa za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 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 nocy 7 Skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Energa za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2020 roku.

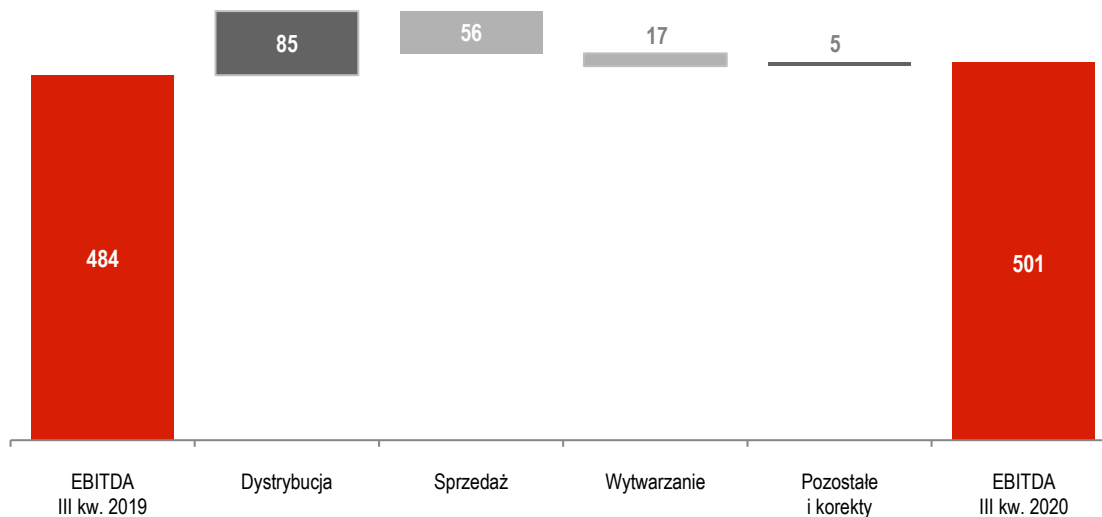
3.2. Omówienie wielkości ekonomiczno-finansowych ujawnionych w skróconym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym

Tabela 2: Skonsolidowane sprawozdanie z zysków lub strat (mln zł)

	III kw. 2019	III kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody ze sprzedaży	2 952	3 030	78	3%
Przychody z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny	83	-	(83)	-100%
Koszt własny sprzedaży	(2 624)	(2 654)	(30)	1%
Zysk lub strata brutto ze sprzedaży	411	376	(35)	-9%
Pozostałe przychody operacyjne	47	58	11	23%
Koszty sprzedaży	(95)	(83)	12	-13%
Koszty ogólnego zarządu	(90)	(88)	2	-2%
Pozostałe koszty operacyjne	(52)	(27)	25	-48%
Zysk lub strata z działalności operacyjnej	221	236	15	7%
Wynik na działalności finansowej	(92)	(105)	(13)	14%
Udział w zysku/(stracie) jednostek wykazywanych metodą praw własności	11	2	(9)	-82%
Zysk lub strata brutto	140	133	(7)	-5%
Podatek dochodowy	(37)	(48)	(11)	30%
Zysk lub strata netto za okres	103	85	(18)	-17%
EBITDA	484	501	17	4%

	9M 2019	9M 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody ze sprzedaży	8 472	9 172	700	8%
Przychody z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny	593	3	(590)	-99%
Koszt własny sprzedaży	(7 906)	(8 503)	(597)	8%
Zysk brutto ze sprzedaży	1 159	672	(487)	-42%
Pozostałe przychody operacyjne	195	255	60	31%
Koszty sprzedaży	(283)	(275)	8	-3%
Koszty ogólnego zarządu	(270)	(277)	(7)	3%
Pozostałe koszty operacyjne	(126)	(76)	50	-40%
Zysk z działalności operacyjnej	675	299	(376)	-56%
Wynik na działalności finansowej	(249)	(563)	(314)	> 100%
Udział w zysku/(stracie) jednostek wykazywanych metodą praw własności	27	(269)	(296)	< -100%
Zysk lub strata brutto	453	(533)	(986)	< -100%
Podatek dochodowy	(98)	(149)	(51)	52%
Zysk lub strata netto za okres	355	(682)	(1 037)	< -100%
EBITDA	1 742	1 556	(186)	-11%

Rysunek 1: EBITDA bridge w podziale na Linie Biznesowe (w mln zł)



W III kw. 2020 roku EBITDA Grupy wyniosła 501 mln zł i była wyższa o 4% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

Pozytywny wpływ na wynik EBITDA miała Linia Biznesowa Dystrybucja (wzrost EBITDA o 85 mln zł r/r), co było efektem przede wszystkim wyższej marży na dystrybucji (ze stratami sieciowymi), w związku z wyższą średnią ceną sprzedaży usługi dystrybucyjnej oraz wyższym wolumenem.

Negatywny wpływ na poziom EBITDA miała Linia Biznesowa Sprzedaż (obniżenie o 56 mln zł r/r), na co kluczowy wpływ miał spadek marży na sprzedaży energii elektrycznej (o 81 mln zł r/r). Do spadku marży przyczyniły się głównie dwa czynniki, tj. konieczność realizacji sprzedaży energii elektrycznej do części gospodarstw domowych po niekorzystnych cenach wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy, a także niższe marże w segmencie klientów

biznesowych. W III kw. 2020 roku została wykorzystana część rezerwy celowej (utworzonej na koniec 2019 roku), co w części zniwelowało negatywny wpływ taryfy na wyniki finansowe Linii Biznesowej w omawianym okresie.

Obniżenie EBITDA odnotowała także Linia Biznesowa Wytwarzanie (o 17 mln zł r/r), czego główną przyczyną były niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, sprzedaży i dystrybucji ciepła oraz usług systemowych świadczonych dla Operatora Sieci Przesyłowej, częściowo zniwelowane niższym kosztem zużycia kluczowych paliw do produkcji.

Największy udział w EBITDA Grupy w III kw. 2020 roku miała Linia Biznesowa Dystrybucja (82%). Udział Linii Biznesowej Wytwarzanie oraz Linii Biznesowej Sprzedaż wyniósł odpowiednio 7% i 12%.

Zysk z działalności operacyjnej w III kw. 2020 roku wyniósł 236 mln zł w porównaniu do 221 mln zł w analogicznym okresie 2019 roku. Największy wpływ na wynik EBIT r/r miały czynniki operacyjne opisane powyżej.

Wynik netto Grupy w III kw. 2020 roku wyniósł 85 mln zł w porównaniu do 103 mln zł w analogicznym okresie 2019 roku. Na spadek wartości wyniku r/r dodatkowo wpłynęły wyższe koszty finansowe (efekt dokonanej wyceny pakietu akcji Polimex Mostostal S.A. w posiadaniu Grupy Energa i zawiązanego w związku z tym odpisu).

W III kw. 2020 roku przychody Grupy ze sprzedaży wyniosły 3 030 mln zł i były na zbliżonym poziomie jak w analogicznym okresie 2019 roku. Największą poprawę odnotowano w Linii Biznesowej Dystrybucja, co było głównie efektem wzrostu średniej ceny usługi dystrybucyjnej r/r. Natomiast Linia Biznesowa Sprzedaż odnotowała obniżenie przychodów. Spadek ten wynikał głównie z niższego wolumenu sprzedaży, szczególnie na rynku hurtowym.

EBITDA Grupy w ciągu pierwszych 9 miesięcy 2020 roku wyniosła 1 556 mln zł w porównaniu do 1 742 mln zł w analogicznym okresie 2019 roku. Obniżenie wyniku o 144 mln zł zanotowała Linia Biznesowa Sprzedaż, co było przede wszystkim efektem spadku marży na sprzedaży energii elektrycznej (o 179 mln zł). Odpowiadają za to dwa negatywne czynniki, tj. pandemia COVID-19 oraz konieczność realizacji sprzedaży energii elektrycznej do części gospodarstw po niekorzystnych cenach wynikających z zatwierdzonej taryfy na 2020 rok. Z kolei niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej oraz usług systemowych świadczonych na rzecz PSE znalazły odzwierciedlenie w obniżeniu o 91 mln zł r/r wyniku EBITDA w Linii Biznesowej Wytwarzanie. W Linii Biznesowej Dystrybucja EBITDA wzrosła r/r o 49 mln zł i był to głównie efekt zdarzenia jednorazowego – zmiany ujęcia infrastruktury nieodpłatnie otrzymanej w związku z uspojnieniem polityki rachunkowości z Grupą ORLEN.

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

Tabela 3: Poziom EBITDA skorygowany o wpływ istotnych zdarzeń jednorazowych* (mln zł)

III kw. 2020	
EBITDA	501
Skorygowana EBITDA	516
<i>w tym:</i>	
<i>Rezerwa na umowy rodzące obciążenia</i>	<i>(28)</i>
<i>Ubytek przychodów wynikający z Taryfy G</i>	<i>44</i>
III kw. 2019	
EBITDA	484
Skorygowana EBITDA	475
<i>w tym:</i>	
<i>Rezerwa na umowy rodzące obciążenia (rozwiązanie)</i>	<i>(23)</i>
<i>Wpływ Ustawy "o cenach energii w 2019 roku" (za III kw. 2019)</i>	<i>(20)</i>

9 m-cy 2020

EBITDA	1 556
Skorygowana EBITDA	1 632
<i>w tym:</i>	
Rezerwa na umowy rodzące obciążenia	(95)
Ubytek przychodów wynikający z Taryfy G	140
Szacunkowy wpływ COVID-19	100
Zmiana ujęcia infrastruktury otrzymanej nieodpłatnie (uspójnienie polityki rachunkowości z Grupą PKN ORLEN)	(87)

9 m-cy 2019

EBITDA	1 742
Skorygowana EBITDA	1 708
<i>w tym:</i>	
Rezerwy aktuarialne	27
Rezerwa na umowy rodzące obciążenia (rozwiązanie)	(110)
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 zagadnienia, odstąpiono od zastosowania kryterium istotności.

Tabela 4: Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł)

	Stan na dzień 31 grudnia 2019	Stan na dzień 30 września 2020	Zmiana	Zmiana (%)
AKTYWA				
Aktywa trwałe				
Rzeczowe aktywa trwałe	14 262	14 252	(10)	-0%
Aktywa niematerialne	223	226	3	1%
Aktywa z tytułu prawa do użytkowania	847	826	(21)	-2%
Wartość firmy	11	11	-	-
Inwestycje w jednostki stowarzyszone i we wspólne przedsięwzięcia wyceniane metodą praw własności	336	102	(234)	-70%
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	262	315	53	20%
Pozostałe długoterminowe aktywa finansowe	190	25	(165)	-87%
Pozostałe aktywa długoterminowe	144	143	(1)	-1%
	16 275	15 900	(375)	-2%
Aktywa obrotowe				
Zapasy	756	1 014	258	34%
Należności z tytułu podatku dochodowego	61	7	(54)	-89%
Należności z tytułu dostaw i usług	1 489	1 968	479	32%
Aktywa z tytułu umów	313	-	(313)	-100%
Pozostałe krótkoterminowe aktywa finansowe	203	294	91	45%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 461	208	(1 253)	-86%

Pozostałe aktywa krótkoterminowe	409	205	(204)	-50%
	4 692	3 696	(996)	-21%
SUMA AKTYWÓW	20 967	19 596	(1 371)	-7%
PASYWA				
Kapitał własny				
Kapitał podstawowy	4 522	4 522	-	-
Różnice kursowe z przeliczenia jednostki zagranicznej	-	3	3	-
Kapitał rezerwy	1 018	1 018	-	-
Kapitał zapasowy	2 035	1 661	(374)	-18%
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających	(52)	(119)	(67)	< -100%
Zyski zatrzymane	1 730	1 455	(275)	-16%
Kapitał własny przypadający właścicielom jednostki dominującej	9 253	8 540	(713)	-8%
Udziały niekontrolujące	11	(38)	(49)	< -100%
	9 264	8 502	(762)	-8%
Zobowiązania długoterminowe				
Kredyty i pożyczki	2 047	1 789	(258)	-13%
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	2 326	2 472	146	6%
Rezerwy długoterminowe	786	854	68	9%
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	738	784	46	6%
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje długoterminowe	296	210	(86)	-29%
Zobowiązania z tytułu leasingu	637	633	(4)	-1%
Pozostałe zobowiązania finansowe długoterminowe	82	14	(68)	-83%
Zobowiązania z tytułu umów	-	11	11	-
	6 912	6 767	(145)	-2%
Zobowiązania krótkoterminowe				
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	802	723	(79)	-10%
Zobowiązania z tytułu umów	139	128	(11)	-8%
Bieżąca część kredytów i pożyczek	393	1 956	1 563	> 100%
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	2 219	22	(2 197)	-99%
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje	188	165	(23)	-12%
Rezerwy krótkoterminowe	583	971	388	67%
Pozostałe zobowiązania finansowe	235	223	(12)	-5%
Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	232	139	(93)	-40%
	4 791	4 327	(464)	-10%
Zobowiązania razem	11 703	11 094	(609)	-5%
SUMA PASYWÓW	20 967	19 596	(1 371)	-7%

Na dzień 30 września 2020 roku suma bilansowa Grupy Energa wyniosła 19 596 mln zł i była niższa o 1 371 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 odpisów aktualizujących wartości inwestycji we wspólnym przedsięwzięciu w spółkę Polska Grupa Górnicza SA („PGG”) w kwocie 145 mln zł oraz w spółce stowarzyszonej Polimex-Mostostal SA w kwocie 38 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), zapasy (wzrost poziomu pozycji prawa majątkowe pochodzenia energii) oraz pozycji pozostałe aktywa krótkoterminowe, gdzie spadek o 204 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 Wypląt Różnicy Ceny.

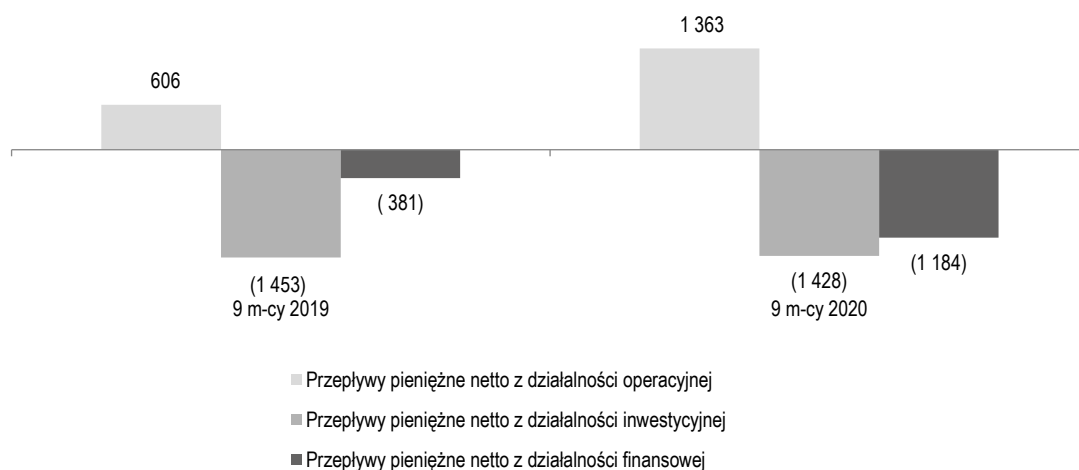
Kapitał własny Grupy Energa na dzień 30 września 2020 roku wyniósł 8 502 mln zł i finansował Grupę w 43%.

Największa zmiana w ramach zobowiązań związana była z pozycją Bieżąca część kredytów i pożyczek w wyniku uruchomień/spłat kredytów - w szczególności kredytu konsorcjalnego oraz kredytu z Banku Gospodarstwa Krajowego w łącznej kwocie 1 400 mln zł na dzień 30 września 2020 roku. 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. Dodatkowo znacząca zmiana, w stosunku do końca 2019 roku, dotyczyła również pozycji rezerw. Jest to wynikiem wzrostu rezerwy z tytułu obowiązku przedstawienia świadectw do umorzenia.

Tabela 5: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

	9M 2019	9M 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Przeplwy pieniężne netto z działalności operacyjnej	606	1 363	757	> 100%
Przeplwy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 453)	(1 428)	25	2%
Przeplwy pieniężne netto z działalności finansowej	(381)	(1 184)	(803)	< -100%
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	(1 228)	(1 249)	(21)	-2%
Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego	1 498	208	(1 290)	-86%

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



Stan środków pieniężnych skorygowany o wpływ różnic kursowych Grupy na 30 września 2020 roku wyniósł 208 mln zł i był niższy o 1 290 mln zł w stosunku do stanu środków pieniężnych przed rokiem. Łączne przepływy netto środków pieniężnych z działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej Grupy w okresie 9 miesięcy 2020 roku były ujemne i wyniosły 1 249 mln zł, wobec również ujemnych przepływów w kwocie 1 228 mln zł w analogicznym okresie 2019 roku.

Wartość przepływów z działalności operacyjnej w porównaniu do pierwszych 9 miesięcy 2019 roku wzrosła o 757 mln zł. Wzrost przepływów z działalności operacyjnej był spowodowany przede wszystkim niższą ujemną zmianą stanu należności handlowych i wzrostem stanu rezerw aktuarialnych, rezerw z tytułu obowiązku przedstawienia świadectw i innych rezerw oraz zawiązaniem nowej rezerwy na zobowiązania inwestycyjne. Zmiany te przewyższyły skutki poniesionej straty w trzech kwartałach 2020 w stosunku do zysku w analogicznym okresie 2019 roku oraz zmian zapasów i zobowiązań handlowych.

Wpływy netto z działalności inwestycyjnej w okresie 9 miesięcy 2020 roku spadły o 25 mln zł r/r, co wynikało przede wszystkim z wyższych wpływów ze sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych i aktywów niematerialnych oraz inwestycji w nieruchomości inwestycyjne oraz braku wydatków na nabycie udziałów w jednostkach stowarzyszonych (na 30 września 2019 roku wydano na ten cel 181 mln zł). W okresie 9 miesięcy 2020 roku wystąpiły jednak wydatki na udzielone pożyczki o 151 mln zł większe w porównaniu do analogicznego okresu 2019 roku.

W okresie 9 miesięcy 2020 roku przepływy z działalności finansowej były ujemne i wyniosły 1 184 mln zł w stosunku do ujemnych przepływów w analogicznym okresie 2019 roku w kwocie 381 mln zł. W okresie 9 miesięcy 2020 roku wystąpiły istotne wpływy i wypływy z zaciągniętych kredytów oraz wypływy z tytułu wykupu dłużnych papierów wartościowych.

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

Rysunek 3: Struktura aktywów i pasywów

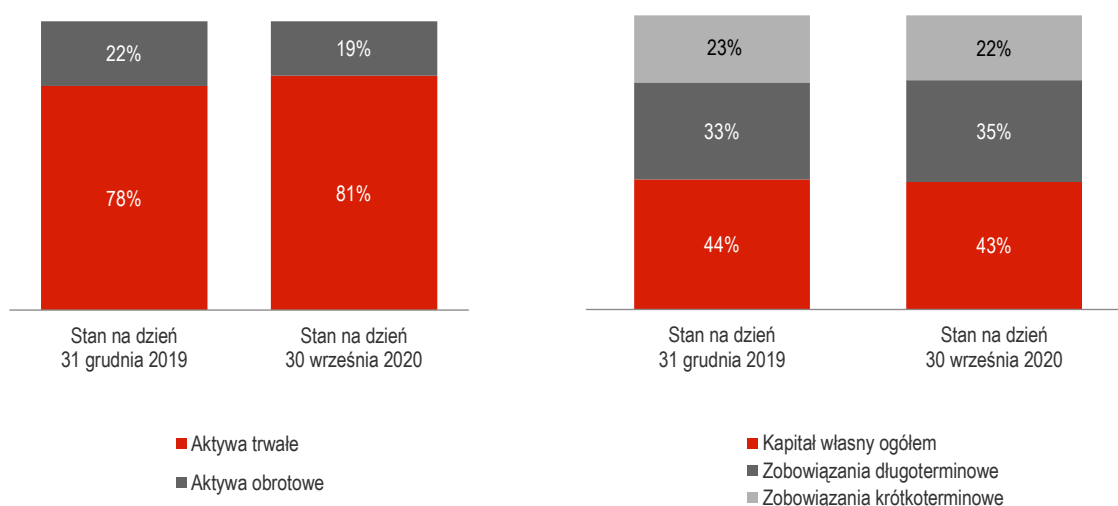


Tabela 6: Wskaźniki finansowe Grupy Energa

Wskaźnik	Definicja	9M 2019	9M 2020
Rentowność			
marża EBITDA	wynik na działalności operacyjnej + amortyzacja + odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych / przychody ze sprzedaży (z uwzględnieniem przychodów z Funduszu Wypląt Różnicy Ceny)	19,2%	17,0%
rentowność kapitałów własnych (ROE)	zysk netto za okres* / kapitał własny na koniec okresu	3,9%	-24,0%
rentowność sprzedaży (ROS)	zysk netto za okres / przychody ze sprzedaży (z uwzględnieniem przychodów z Funduszu Wypląt Różnicy Ceny)	3,9%	-7,4%
rentowność majątku (ROA)	zysk netto za okres* / aktywa ogółem na koniec okresu	1,9%	-10,4%

* zysk netto za ostatnie 12 miesięcy

Wskaźnik	Definicja	Stan na dzień 31 grudnia 2019	Stan na dzień 30 września 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	6 916
zobowiązania finansowe netto (mln zł)	zobowiązania finansowe - środki pieniężne i ich ekwiwalenty	6 200	6 708
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 okresie 9 miesięcy 2020 roku w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku, natomiast przychody ze sprzedaży (z uwzględnieniem Funduszu Wypłat Różnicy Ceny) 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 okresie 9 miesięcy 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 września 2020 roku w stosunku do 31 grudnia 2019 roku. Również EBITDA za ostatnie 12 miesięcy ukształtowała się na niższym poziomie.

3.4. Opis istotnych pozycji pozabilansowych

Informacje w tym zakresie znajdują w rozdziale 7.1. *Informacje o istotnych umowach* niniejszego sprawozdania oraz w Skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2020 roku - nota 19 *Aktywa i zobowiązania warunkowe*.

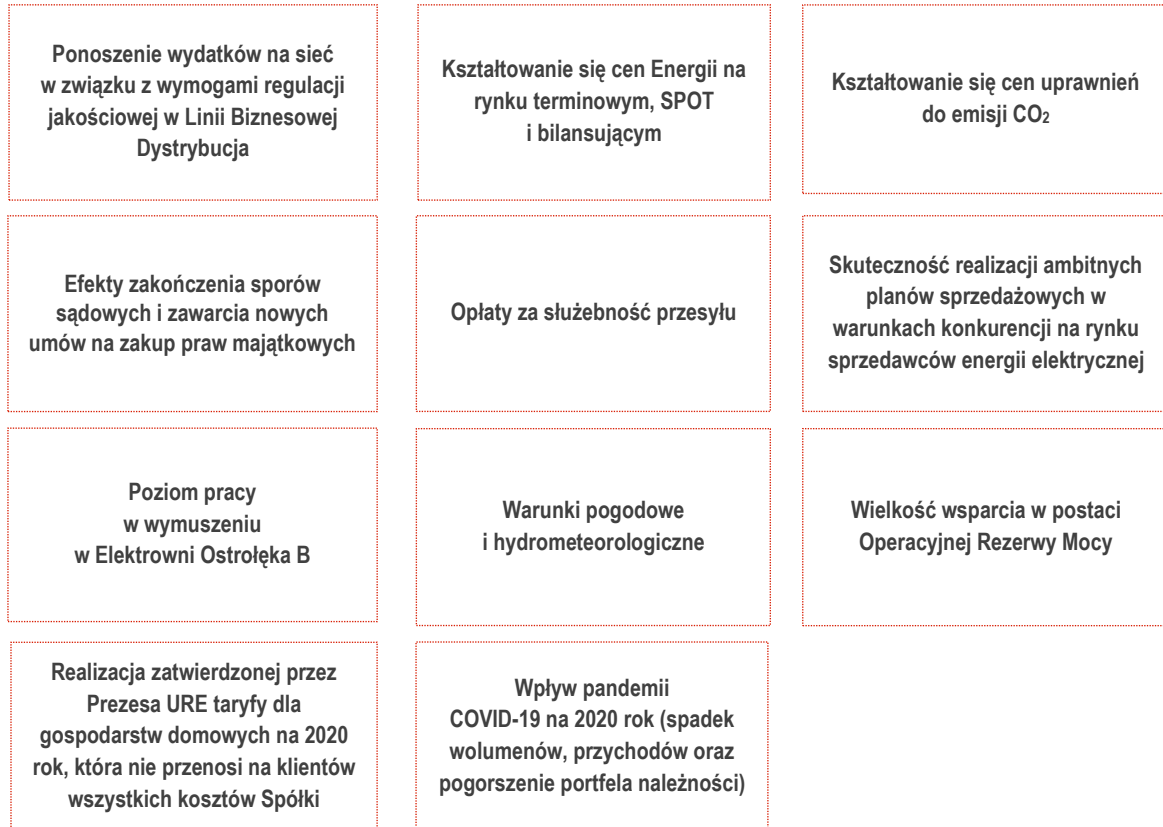
3.5. Prognozy wyników finansowych

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

3.6. 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 4: Czynniki wpływu na wyniki Grupy Energa w perspektywie kolejnego kwartału





Działalność Segmentów Grupy Energa

4. DZIAŁALNOŚĆ SEGMENTÓW GRUPY ENERGA

Tabela 7: Wyniki EBITDA Grupy Energa w podziale na Linie Biznesowe (mln zł)

	III kw. 2019	III kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)
DYSTRYBUCJA	327	412	85	26%
WYTWARZANIE	54	37	(17)	-31%
SPRZEDAŻ	118	62	(56)	-47%
POZOSTAŁE oraz wyłączenia i korekty konsolidacyjne	(15)	(10)	5	33%
EBITDA Razem	484	501	17	4%

	9M 2019	9M 2020	Zmiana	Zmiana (%)
DYSTRYBUCJA	1 303	1 352	49	4%
WYTWARZANIE	226	135	(91)	-40%
SPRZEDAŻ	258	114	(144)	-56%
POZOSTAŁE oraz wyłączenia i korekty konsolidacyjne	(45)	(45)	-	0%
EBITDA Razem	1 742	1 556	(186)	-11%

4.1. Linia Biznesowa Dystrybucja

4.1.1. Kluczowe dane operacyjne

Tabela 8: Dystrybucja energii elektrycznej wg grup taryfowych (GWh)

	III kw. 2019	III kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)	9M 2019	9M 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Grupa taryfowa A (WN)	774	846	72	9%	2 447	2 362	(85)	-3%
Grupa taryfowa B (SN)	2 212	2 217	5	0%	6 575	6 309	(266)	-4%
Grupa taryfowa C (nN)	1 076	976	(100)	-9%	3 285	3 035	(250)	-8%
Grupa taryfowa G (nN)	1 334	1 404	70	5%	4 250	4 404	154	4%
Dystrybucja energii razem	5 396	5 443	47	1%	16 558	16 110	(447)	-3%

W III kw. 2020 roku wolumen dostarczonej energii elektrycznej wyniósł 5 443 GWh i był wyższy o 1% niż w analogicznym okresie roku ubiegłego. Spadek związany z pandemią COVID-19 zanotowano jedynie w taryfie C. Z kolei w 9 miesiącach 2020 roku wolumen dystrybucji energii elektrycznej wyniósł 16 110 GWh i był niższy o 3% r/r. Spadki wolumenu zanotowano w grupach A, B i C i był to przede wszystkim efekt pandemii COVID-19 (wyhamowanie gospodarki szczególnie w II kwartale - odbiorcy szukali oszczędności i ograniczali zużycie). Wzrost wolumenu odnotowano w taryfie G (zwiększone zużycie w gospodarstwach domowych wynikające z pracy i nauki zdalnej).

Tabela 9: Wielkości wskaźników SAIDI i SAIFI

	SAIDI			SAIFI		
	Nieplanowane z katastrofalnymi	Planowane	Razem	Nieplanowane z katastrofalnymi	Planowane	Razem
	Liczba minut na odbiorcę we wskazanym okresie			Zakłócenia na odbiorcę we wskazanym okresie		
III kw. 2019	24,7	7,4	32,1	0,5	0,1	0,5
III kw. 2020	24,1	6,2	30,3	0,5	0,0	0,5
Zmiana	(0,6)	(1,2)	(1,8)	0,0	(0,0)	(0,0)
Zmiana (%)	-2%	-16%	-6%	1%	-20%	-1%
9M 2019	85,4	20,6	106,0	1,6	0,1	1,7
9M 2020	75,1	15,4	90,5	1,3	0,1	1,4
Zmiana 2020/2019	(10,2)	(5,3)	(15,5)	(0,2)	(0,0)	(0,3)
Zmiana 2020/2019 (%)	-12%	-26%	-15%	-15%	-28%	-16%

Spółka Energa Operator w III kw. 2020 roku osiągnęła wskaźniki SAIDI i SAIFI na poziomie odpowiednio 30,3 min./odb. i 0,5 przerwy/odb., tj. równym lub niższym niż w analogicznym okresie roku ubiegłego. Podobna tendencja spadkowa wystąpiła w 9 miesiącach 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.

4.1.2. Wyniki finansowe

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

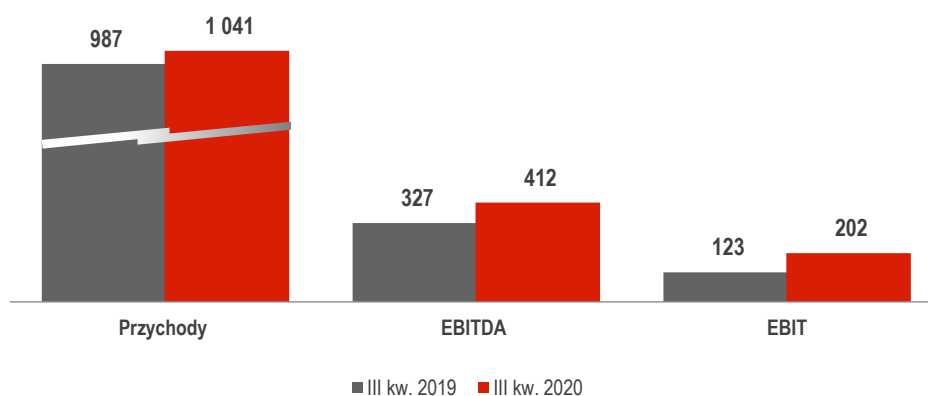
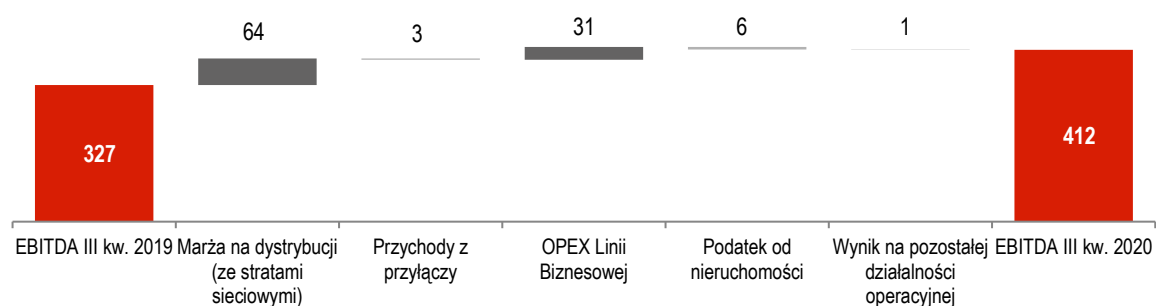


Tabela 10: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)

	III kw. 2019	III kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	987	1 041	54	5%
EBITDA	327	412	85	26%
amortyzacja	204	210	6	3%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	123	202	79	64%
Wynik netto	65	135	70	> 100%
CAPEX	297	318	21	7%

	9M 2019	9M 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	3 057	3 189	132	4%
EBITDA	1 303	1 352	49	4%
amortyzacja	613	628	15	2%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	690	724	34	5%
Wynik netto	465	479	14	3%
CAPEX	945	897	(48)	-5%

Rysunek 6: EBITDA bridge Linii Biznesowej Dystrybucja (w mln zł)



Linia Biznesowa Dystrybucja wypracowała w III kw. 2020 roku 82% EBITDA Grupy Energa (w okresie porównywalnym 2019 roku było to 68% EBITDA Grupy).

EBITDA w III kw. 2020 roku wyniosła 412 mln zł wobec 327 mln zł w analogicznym okresie roku ubiegłego. Istotny wpływ na ukształtowanie się EBITDA miała wyższa o 64 mln zł marża na dystrybucji (ze stratami sieciowymi), która była przede wszystkim efektem wyższej o 4% średniej ceny sprzedaży usługi dystrybucyjnej oraz wyższego o 1% wolumenu.

Koszty OPEX w analizowanym okresie były niższe r/r o 31 mln zł, głównie w obszarze odpisów aktualizujących należności oraz podatków i opłat (efekt MSSF 16). Pozytywny wpływ na koszty miał także spadek wyceny rezerw aktuarialnych.

Niekorzystny wpływ na wyniki miał z kolei niewielki spadek przychodów z przyłączy oraz roczny wzrost kosztu podatku od nieruchomości.

Zysk netto Linii Biznesowej Dystrybucja w III kw. 2020 roku wyniósł 135 mln zł i był wyższy o 70 mln zł w stosunku do analogicznego okresu poprzedniego roku. Przyczyny jego wzrostu są analogiczne jak w przypadku wyniku operacyjnego.

Przychody ze sprzedaży w III kw. 2020 roku ukształtowały się na poziomie 1 041 mln zł, tj. o 5% wyższym niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Było to związane ze wzrostem średniej ceny usługi dystrybucyjnej o ok. 4% r/r, który wynikał ze wzrostu taryfy dla usługi dystrybucyjnej.

W okresie 9 miesięcy 2020 roku EBITDA Linii wyniosła 1 352 mln zł i była wyższa o 49 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego. Wśród czynników wpływających korzystnie na ten wynik wymienić należy przede wszystkim zdarzenie jednorazowe, które poprawiło wyniki Linii o 75 mln zł - zmieniono ujęcie infrastruktury energetycznej otrzymywanej nieodpłatnie (rozliczanej dotychczas poprzez rozliczenia międzyokresowe przychodów w okresie użytkowania tegoż majątku) w związku z uspojnieniem polityki rachunkowości z Grupą ORLEN. Z kolei marża na dystrybucji (ze stratami sieciowymi) poprawiła się r/r o 32 mln zł i był to głównie efekt wyższej średniej ceny usługi dystrybucyjnej.

Z kolei niekorzystnie na EBITDA za 9 miesięcy 2020 roku wpłynęły wyższe koszty podatku od nieruchomości, niższe przychody z przyłączy oraz nieco wyższe koszty OPEX.

4.2. Linia Biznesowa Wytwarzanie

4.2.1. Kluczowe dane operacyjne

Tabela 11: Produkcja energii elektrycznej brutto w Grupie Energa (GWh)

	III kw. 2019	III kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)	9M 2019	9M 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Elektrownie - węgiel kamienny	588	490	(98)	-17%	1 656	1 075	(580)	-35%
Elektrownie - współspalanie biomasy	0	11	11	> 100%	0	105	105	> 100%
Elektrociepłownie - węgiel kamienny	10	4	(6)	-59%	74	66	(8)	-11%
Elektrociepłownie - biomasa	27	17	(9)	-35%	103	36	(67)	-65%
Elektrownie - woda	103	171	69	67%	577	538	(40)	-7%
Elektrownia szczytowo-pompowa	10	9	(2)	-15%	37	37	0	0%
Elektrownie - wiatr	86	78	(9)	-10%	325	346	21	7%
Elektrownie - fotowoltaika	2	2	(0)	-2%	5	5	(0)	-7%
Produkcja energii razem	827	783	(44)	-5%	2 776	2 207	(569)	-21%
<i>w tym z OZE</i>	<i>218</i>	<i>279</i>	<i>61</i>	<i>28%</i>	<i>1 010</i>	<i>1 029</i>	<i>19</i>	<i>2%</i>

Aktywa wytwórcze w Grupie Energa w III kw. 2020 roku wyprodukowały ok. 0,78 TWh energii elektrycznej wobec 0,83 TWh w analogicznym okresie roku ubiegłego (tj. mniej o 5%). Tendencja spadkowa dotyczyła głównie Elektrowni w Ostrołęce, elektrowni wiatrowych oraz elektrociepłowni (Elbląg). W tym okresie 63% wytworzonej przez Grupę energii elektrycznej brutto pochodziło z węgla kamiennego, 23% z wody, 10% z wiatru i 4% z biomasy.

Poziom produkcji w elektrowni w Ostrołęce wynikał z poziomu pracy w wymuszeniu na rzecz Operatora Systemu Przesyłowego w Polsce oraz dyspozycyjności tych bloków. Produkcja energii w źródłach wodnych to efekt występujących warunków hydrologicznych, natomiast poziom produkcji z wiatru wynikał z panujących warunków pogodowych. Produkcja energii w elektrociepłowniach Grupy to pochodna produkcji ciepła, która była głównie zależna od zapotrzebowania na ciepło przez odbiorców lokalnych Grupy.

Wyniki Linii za 9 miesięcy 2020 roku charakteryzowały się niższą produkcją w elektrowni w Ostrołęce, źródłach kogeneracyjnych oraz wodnych. Wyższa produkcja dotyczyła tylko elektrowni wiatrowych.

Tabela 12: Produkcja ciepła (TJ)

	III kw. 2019	III kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)	9M 2019	9M 2020	Zmiana	Zmiana (%)
ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o.	263	228	(35)	-13%	1 551	1 490	(61)	-4%
ENERGA Elektrownie Ostrołęka S.A.	193	141	(52)	-27%	890	801	(89)	-10%
Ciepło Kaliskie Sp. z o.o.	0	4	4	> 100%	165	162	(4)	-2%
Produkcja ciepła brutto razem	457	374	(83)	-18%	2 606	2 452	(154)	-6%

W III kw. 2020 roku Grupa wyprodukowała 374 TJ energii cieplnej (tj. mniej o 18% r/r), na co wpływ miała m.in. temperatura powietrza kształtująca zapotrzebowanie na ciepło u odbiorców lokalnych Grupy w miastach Ostrołęka, Elbląg i Kalisz.

Niższą produkcję ciepła odnotowano także za 9 miesięcy br. Grupa wyprodukowała o 154 TJ mniej ciepła porównując się do analogicznego okresu roku ubiegłego (tj. mniej o 6%). Powyższa zależność była determinantą warunków pogodowych.

Tabela 13: Wolumen i koszt* zużycia kluczowych paliw*

	III kw. 2019	III kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)	9M 2019	9M 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Węgiel kamienny								
Ilość (tys. ton)	282	227	(55)	-19%	835	569	(266)	-32%
Koszt (mln zł)	86	66	(20)	-23%	249	174	(76)	-30%
Biomasa								
Ilość (tys. ton)	22	24	2	11%	82	97	15	19%
Koszt (mln zł)	12	12	(0)	-2%	47	48	1	1%
Zużycie paliw razem (mln zł)	99	79	(20)	-20%	296	222	(75)	-25%

* łącznie z kosztem transportu

W III kw. 2020 roku wytwórcy Grupy zużyli o 55 tys. ton mniej węgla kamiennego oraz o 2 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, przy spadku produkcji w Elblągu ze źródła biomasowego. Niższe zużycie węgla wynikało z niższej produkcji energii elektrycznej głównie przez elektrownię w Ostrołęce. Jednocześnie odnotowano niższe koszty jednostkowe zakupu węgla oraz biomasy.

Analizując dane za 9 miesięcy r/r należy zauważyć utrzymanie opisanych powyżej tendencji dla kosztów jednostkowych biomasy przy stabilnym poziomie ceny jednostkowej za węgiel. Jednocześnie należy podkreślić zmniejszenie zużycia węgla oraz zwiększenie zużycia biomasy w tym okresie z powodów analogicznych jak przy porównaniu III kw. 2020 roku do III kw. 2019 roku

4.2.2. Wyniki finansowe

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

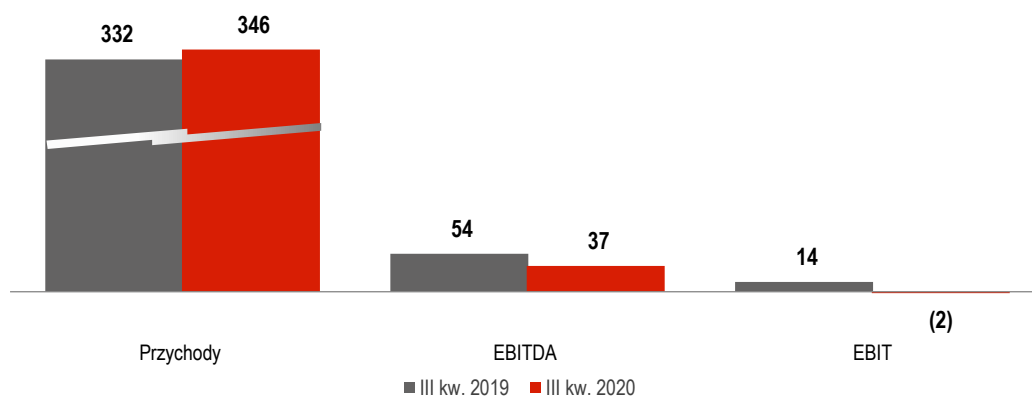


Tabela 14: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa (mln zł)

	III kw. 2019	III kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	332	346	14	4%
EBITDA	54	37	(17)	-31%
amortyzacja	40	37	(3)	-8%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	2	2	0%
EBIT	14	(2)	(16)	< -100%
Wynik netto	(1)	(28)	(27)	< -100%

CAPEX 19 35 16 84%

	9M 2019	9M 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	1 047	895	(152)	-15%
EBITDA	226	135	(91)	-40%
amortyzacja	132	108	(24)	-18%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	270	472	202	75%
EBIT	(176)	(445)	(269)	< -100%
Wynik netto	(178)	(504)	(326)	< -100%
CAPEX	120	232	112	93%

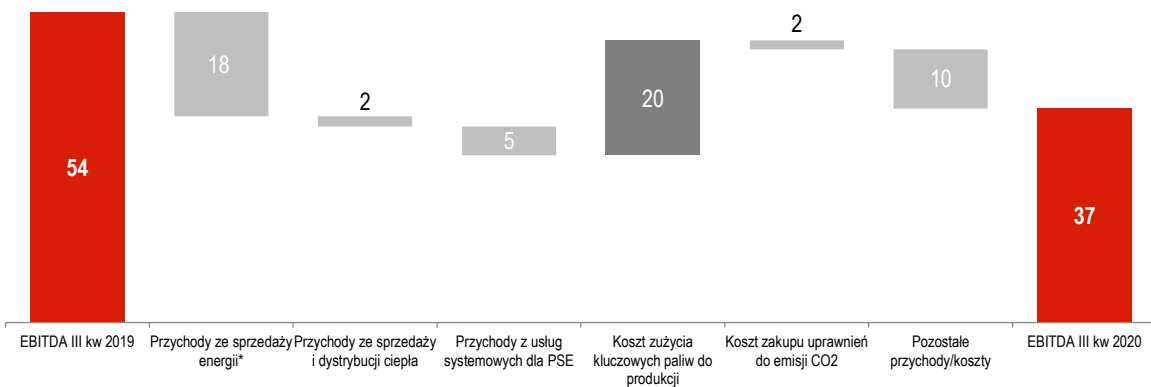
Poniższa tabela prezentuje podział EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie na poszczególne Obszary Wytwarzania. Zestawienie zawiera dane jednostkowe z uwzględnieniem narzutu kosztów zarządzania Linia, eliminacji transakcji wzajemnych pomiędzy obszarami biznesowymi oraz korekt konsolidacyjnych.

Tabela 15: EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie w podziale na Obszary Wytwarzania (mln zł)

	III kw. 2019	III kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Woda	20	31	11	52%
Wiatr	25	17	(8)	-31%
Elektrownia w Ostrołęce	17	(14)	(31)	< -100%
Pozostałe i korekty	(8)	3	11	> 100%
Razem Wytwarzanie	54	37	(17)	-31%

	9M 2019	9M 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Woda	111	91	(20)	-18%
Wiatr	84	74	(10)	-12%
Elektrownia w Ostrołęce	44	(33)	(76)	< -100%
Pozostałe i korekty	(12)	3	15	> 100%
Razem Wytwarzanie	226	135	(91)	-40%

Rysunek 8: 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 7% w III kw. 2020 roku (11% w analogicznym okresie roku ubiegłego).

Niższy poziom EBITDA Linii (o 17 mln zł r/r) był w głównej mierze spowodowany niższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej, sprzedaży i dystrybucji ciepła oraz usług systemowych świadczonych dla Operatora Sieci Przesyłowej. Negatywny wpływ powyższych czynników został tylko częściowo zniwelowany niższym kosztem zmiennym (głównie niższy koszt zużycia kluczowych paliw do produkcji przy wzroście kosztu zakupu uprawnień do emisji).

Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w III kw. 2020 roku w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku wynikał głównie z niższych wolumenów produkcji w Elektrowni w Ostrołęce, elektrowniach wiatrowych oraz elektrociepłowniach Grupy (przy wyższej produkcji ze źródeł wodnych). Powyższe czynniki zostały dodatkowo pogłębione spadkiem cen sprzedaży energii ze źródeł wodnych i wiatrowych.

Niższy przychód ze sprzedaży i dystrybucji ciepła wynikał m.in. z temperatury powietrza, która kształtowała zapotrzebowanie na ciepło u odbiorców lokalnych Grupy w miastach Ostrołęka, Elbląg i Kalisz.

Niższy przychód z usług systemowych wynikał głównie z niższego przychodu z Operacyjnej Rezerwy Mocy świadczonej przez Elektrownię w Ostrołęce, gdzie głównym czynnikiem determinującym wynik była uzyskana cena za tę usługę (przy wyższym wolumenie zgłoszonym do powyższego mechanizmu).

Niższy koszt zużycia paliw do produkcji wynikał z niższej produkcji energii elektrycznej głównie przez Elektrownię w Ostrołęce. Odnotowano niższe koszty jednostkowe zakupu węgla oraz biomasy.

Wzrost kosztu zakupu uprawnień do emisji CO₂ był spowodowany wzrostem rynkowych cen uprawnień do emisji oraz posiadanej puli darmowych uprawnień do emisji w 2019 roku.

Oprócz wyżej prezentowanych czynników kształtujących EBITDA, należy podkreślić, że Elektrownia w Ostrołęce dokonała w III kw. 2019 roku odwrócenia odpisu aktualizującego wartość należności na kwotę ponad 7 mln zł (rozliczenie kary umownej w zakres kontraktu na modernizację turbozespołu nr 2).

Nakłady inwestycyjne Linii w III kw. 2020 roku były wyższe o 16 mln zł r/r i związane były głównie z modernizacją źródeł kogeneracyjnych oraz inwestycjami środowiskowymi w Elektrowni w Ostrołęce.

Niższy poziom EBITDA Linii w okresie 9 miesięcy br. w ujęciu r/r (o 91 mln zł) był w głównej mierze spowodowany niższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej (o 170 mln zł) oraz niższym przychodem z usług systemowych świadczonych na rzecz PSE (o 19 mln zł). Negatywny wpływ powyższych czynników został tylko częściowo zniwelowany niższym kosztem zużycia kluczowych paliw do produkcji (o 75 mln zł) oraz niższym kosztem zakupu uprawnień do emisji (o 16 mln zł).

Tabela 16: Wyniki Obszaru Wytwarzania Woda (mln zł)

	III kw. 2019	III kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)	9M 2019	9M 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	41	54	13	32%	182	165	(17)	-9%
EBITDA	20	31	11	52%	111	91	(20)	-18%
EBIT	12	22	10	86%	86	65	(21)	-24%
CAPEX	8	3	(4)	-59%	12	7	(5)	-43%

Tabela 17: Wyniki Obszaru Wytwarzania Wiatr (mln zł)

	III kw. 2019	III kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)	9M 2019	9M 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	32	26	(7)	-21%	111	101	(11)	-10%
EBITDA	25	17	(8)	-31%	84	74	(10)	-12%
EBIT	11	1	(10)	-94%	44	30	(14)	-31%
CAPEX	1	(1)	(2)	< -100%	10	130	120	> 100%

Tabela 18: Wyniki Obszaru Wytwarzania Elektrownia w Ostrołęce (mln zł)

	III kw. 2019	III kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)	9M 2019	9M 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	225	237	12	5%	607	508	(99)	-16%
EBITDA	17	(14)	(31)	< -100%	44	(33)	(76)	< -100%
EBIT	7	(16)	(23)	< -100%	(269)	(519)	(250)	-93%
CAPEX	1	12	11	> 100%	77	60	(17)	-22%

Tabela 19: Wyniki Obszaru Wytwarzania Pozostałe i korekty (mln zł)

	III kw. 2019	III kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)	9M 2019	9M 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	34	29	(4)	-13%	147	121	(25)	-17%
EBITDA	(8)	3	11	> 100%	(12)	3	15	> 100%
EBIT	(17)	(9)	8	48%	(37)	(21)	16	44%
CAPEX	9	21	11	> 100%	21	35	14	65%

4.3. Linia Biznesowa Sprzedaż

4.3.1. Kluczowe dane operacyjne

Tabela 20: Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż (GWh)

	III kw. 2019	III kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)	9M 2019	9M 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Sprzedaż energii detaliczna	4 863	4 611	(252)	-5%	14 667	13 886	(781)	-5%
Sprzedaż energii na rynku hurtowym, w tym:	969	702	(266)	-27%	3 396	3 316	(80)	-2%
<i>Sprzedaż energii na rynek bilansujący</i>	273	242	(31)	-11%	706	947	241	34%
<i>Sprzedaż energii na pokrycie strat sieciowych do Energi Operatora</i>	201	-	(201)	-100%	760	-	(760)	-100%
<i>Pozostała sprzedaż hurtowa</i>	494	460	(34)	-7%	1 930	2 369	438	23%
Sprzedaż energii razem	5 832	5 314	(518)	-9%	18 064	17 203	(861)	-5%

W III kw. 2020 roku łączny wolumen sprzedanej energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż był niższy o 9% (tj. o 0,5 TWh) w porównaniu do III kw. 2019 roku. To skutek mniejszej sprzedaży na rynku hurtowym oraz detalicznym.

Wolumen sprzedaży na rynku detalicznym spadł w III kw. 2020 roku o 5% (tj. o 0,25 TWh) w ujęciu r/r. W ramach sprzedaży detalicznej nastąpił spadek wolumenu sprzedaży do klientów biznesowych (o 8%), przy jednoczesnym wzroście wolumenu sprzedaży do gospodarstw domowych (o 3%). Na poziomie zużycia energii elektrycznej oraz jego strukturę w omawianym okresie wpływ miała pandemia COVID-19 skutkująca niższym zużyciem energii przez klientów biznesowych przy wzroście zużycia energii przez gospodarstwa domowe. Ten efekt utrzymuje się od marca br., tj. od momentu rozpoczęcia się pandemii.

Na koniec III kw. br. liczba odbiorców końcowych energii elektrycznej wynosiła 3,1 mln, co oznacza wzrost o ok. 46 tys. klientów w ujęciu r/r. Za przyrost bazy klientów w głównej mierze odpowiada grupa taryfowa G (gospodarstwa domowe).

Sprzedaż energii elektrycznej na rynku hurtowym spadła z kolei w III kw. 2020 roku o 0,3 TWh (tj. o 27%) w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego. Przyczyną spadku wolumenu był głównie brak w 2020 roku sprzedaży energii na pokrycie strat sieciowych do Energi Operatora SA – na ten okres został wyłoniony inny sprzedawca.

W okresie 9 miesięcy 2020 roku trend był analogiczny jak w ujęciu kwartalnym, tj. wolumen sprzedaży energii był niższy niż w analogicznym okresie ubiegłego roku. Wolumen sprzedaży na rynku detalicznym spadł o 5% r/r. Wolumen sprzedaży energii na rynku hurtowym również spadł (o 2% r/r), aczkolwiek dynamika tego spadku była znacznie niższa niż w ujęciu kwartalnym. Jest to związane z koniecznością odsprzedaży, na rynku bilansującym oraz w ramach pozostałej sprzedaży, nadwyżek energii elektrycznej, co wiązało się ze zmniejszonym zużyciem energii elektrycznej przez odbiorców końcowych (klienci biznesowi) na skutek pandemii COVID-19. Ta sytuacja szczególnie była widoczna w II kw. 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.

4.3.2. Wyniki finansowe

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

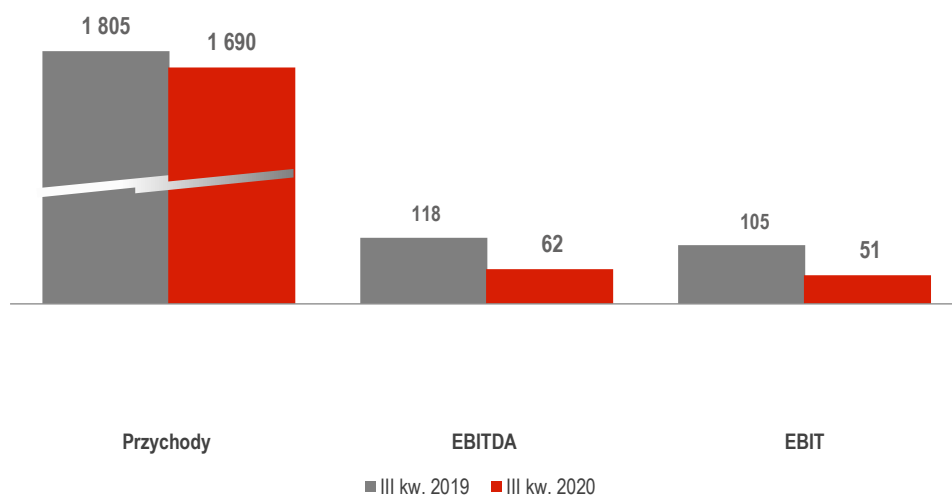
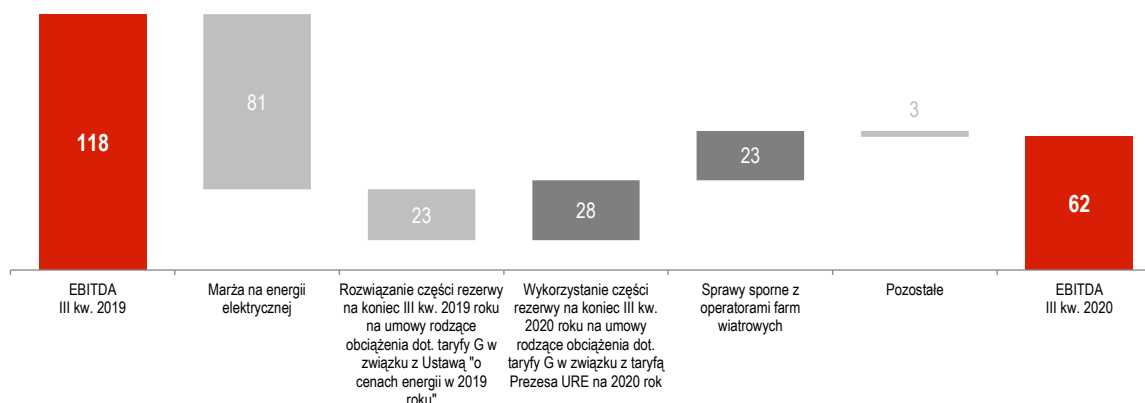


Tabela 21: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż Grupy Energa (mln zł)

	III kw. 2019	III kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	1 805	1 690	(115)	-6%
EBITDA	118	62	(56)	-47%
amortyzacja	13	11	(2)	-15%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	105	51	(54)	-51%
Wynik netto	78	42	(36)	-46%
CAPEX	9	10	1	11%

	9M 2019	9M 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	5 382	5 268	(114)	-2%
EBITDA	258	114	(144)	-56%
amortyzacja	39	38	(1)	-3%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	(1)	-	1	100%
EBIT	220	76	(144)	-65%
Wynik netto	161	54	(107)	-66%
CAPEX	26	33	7	27%

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



W III kw. 2020 roku EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż wyniosła 62 mln zł, co stanowi 12% udziału w EBITDA Grupy. W analogicznym okresie roku ubiegłego udział Linii w EBITDA Grupy stanowił 24%.

Przychody Linii Biznesowej Sprzedaż w III kw. 2020 roku wyniosły 1 690 mln zł i były o 115 mln zł niższe w porównaniu z III kw. 2019 roku. Spadek przychodów wynikał głównie z niższego wolumenu sprzedaży, szczególnie na rynku hurtowym.

Na spadek EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż w ujęciu r/r kluczowy wpływ miał spadek marży na sprzedaży energii elektrycznej (o 81 mln zł). Do spadku marży przyczyniły się głównie dwa czynniki, tj. konieczność realizacji sprzedaży energii elektrycznej do części gospodarstw domowych po niekorzystnych cenach wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy, a także niższe marże w segmencie klientów biznesowych. Zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki stawki w taryfie na 2020 rok nie pokrywają w pełni kosztów wynikających z realizacji umów. W III kw. 2020 roku została wykorzystana część rezerwy celowej (utworzonej na koniec 2019 roku) w kwocie 28 mln zł, co w części zniwelowało negatywny wpływ taryfy na wyniki finansowe Linii Biznesowej w omawianym okresie.

Efekt pandemii polegający na zmniejszeniu zużycia energii przez klientów detalicznych i konieczności wyprzedania ze stratą finansową nadwyżki energii, która była wcześniej zakontraktowana na potrzeby klientów, nie był w III kw. br. aż tak dotkliwy, jak w poprzednim kwartale. W porównaniu do II kw. br., III kwartał charakteryzował się znacznie niższą dynamiką spadku zużycia energii przez klientów w ujęciu r/r, a także wyższymi cenami energii na rynku SPOT, co przekładało się na niższą stratę finansową związaną z wyprzedaniem energii.

Na zmianę EBITDA w ujęciu r/r wpłynęły także inne zdarzenia o charakterze jednorazowym i niegotówkowym, które miały miejsce w III kw. 2019 roku i nie powtórzyły się w bieżącym roku. W III kw. 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 23 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), saldo rezerw związanych z tymi sporami wygenerowało pozytywny efekt na zmianę EBITDA w kwocie 23 mln zł r/r (w III kw. 2019 roku saldo rezerw znacząco wzrosło, podczas, gdy w bieżącym okresie niewielka część rezerw ulegała rozwiązaniu).

W okresie 9 miesięcy 2020 roku EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż wyniosła 114 mln zł i była niższa o 144 mln zł (tj. o 56%) w porównaniu z analogicznym okresem 2019 roku. Na wysoką dynamikę spadku EBITDA Linii Biznesowej w ujęciu r/r kluczowy wpływ miał także spadek marży na sprzedaży energii elektrycznej (o 179 mln zł). Odpowiadają za to dwa negatywne czynniki, tj. pandemia COVID-19 oraz konieczność realizacji sprzedaży energii elektrycznej do części gospodarstw po niekorzystnych cenach wynikających z zatwierdzonej taryfy na 2020 rok. W przypadku efektu pandemii, kumulacja strat wynikających z wyprzedania nadwyżek energii nastąpiła w II kw. br., kiedy w wyniku obostrzeń nastąpił istotny spadek zużycia energii przez klientów biznesowych, a ceny wyprzedawanej energii na rynku były niskie.



Elektrownia szczytowo-pompowa w Żydowie

Otoczenie regulacyjno-biznesowe

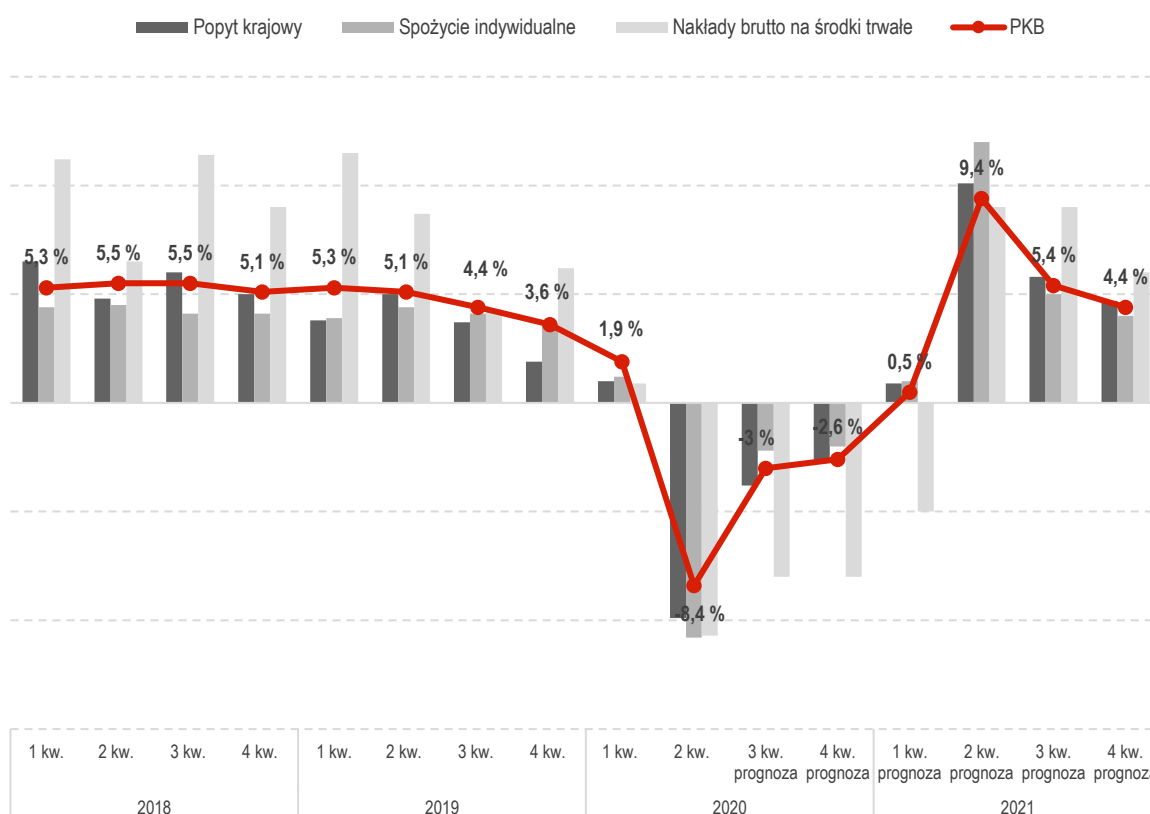
5. OTCZENIE REGULACYJNO-BIZNESOWE

5.1. Sytuacja makroekonomiczna

Podstawowym rynkiem działalności podmiotów wchodzących w skład Grupy Energa jest rynek krajowy. Stąd też wahania koniunktury, wyrażane za pomocą tempa zmian produktu krajowego brutto („PKB”), inflacji czy też stopy bezrobocia, przekładają się na ceny energii elektrycznej, ciepła i gazu oraz kształtowanie popytu na produkty dostarczane klientom. Istotnym czynnikiem pozostaje również pandemia wirusa SARS-CoV-2 („koronawirus”) i rozprzestrzenianie się choroby COVID-19.

W związku z poluzowaniem ograniczeń społecznych i gospodarczych, a także podjęciem działań osłonowych przez rząd i Narodowy Bank Polski (NBP) polska koniunktura w III kw. 2020 roku stopniowo zaczęła się odbudowywać, przede wszystkim w sektorze przemysłu i handlu. Obserwowany od kilku tygodni ponowny wzrost liczby zachorowań na COVID-19, stanowi jednakże istotne ryzyko dla dalszego wzrostu gospodarczego. Zgodnie ze zaktualizowaną informacją Głównego Urzędu Statystycznego („GUS”), PKB w Polsce, w II kw. 2020 roku zmniejszył się realnie o 8,4% r/r, wobec wzrostu o 5,1% w analogicznym kwartale 2019 roku. Ujemny odczyt wskaźnika oznacza recesję. Prognozy analityków z Banku Santander zakładają, iż PKB w III kw. 2020 roku wyniósł -3% r/r. Aktualnie nie jest przewidywany scenariusz, w którym skala restrykcji w związku z rozprzestrzenianiem się koronawirusa miałyby powrócić do stanu z wiosny, a obserwowana recesja miałyby ulec pogłębieniu, niemniej, w przypadku dalszego szybkiego przyrostu liczby zachorowań i zgonów, ryzyko zwiększenia obostrzeń, które w większym stopniu mogą uderzyć w aktywność firm i konsumentów i tym samym obniżyć zakładane tempo wzrostu PKB, pozostaje kluczowe.

Rysunek 11: Roczna dynamika PKB, popytu krajowego, spożycia indywidualnego i inwestycji



Źródło: Dane GUS oraz prognoza Santander Bank Polska SA (październik 2020)

Produkcja sprzedana przemysłu w III kw. br. systematycznie zwiększała się, osiągając we wrześniu 2020 roku wzrost o 5,9% w porównaniu z analogicznym miesiącem roku poprzedniego. Obserwowane ożywienie związane jest ze wzrostem eksportu i poprawą sytuacji gospodarczej na świecie, przede wszystkim u głównego partnera handlowego Polski – Niemiec. Zgodnie z danymi GUS, produkcja dóbr konsumpcyjnych trwałych zwiększyła się o 21,2%, dóbr zaopatrzeniowych – o 7,3%, dóbr konsumpcyjnych nietrwałych – o 4,1%, a dóbr inwestycyjnych – o 2,6%. Zmniejszenie produkcji odnotowano jedynie w dobrach

związanych z energią – o 3,9%. W obszarze wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę odnotowany został spadek o 4,3% r/r.

Sytuacja epidemiologiczna w kraju istotnie wpływa na aktualne, jak i przyszłe nastroje konsumenckie oraz kształtowanie popytu. W III kw. br., bieżący wskaźnik ufności konsumenckiej, syntetycznie opisujący obecne tendencje konsumpcji indywidualnej wyniósł -14,6 i w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego - zmalał o 23,7 pp. Z kolei wyprzedzający wskaźnik ufności konsumenckiej, opisujący oczekiwane w najbliższych miesiącach tendencje konsumpcji indywidualnej, w III kw. br. ukształtował się na poziomie -15,3 i na przestrzeni roku obniżył się o ponad 20,9 pp. Ujemne wartości obu wskaźników oznaczają przewagę liczebną konsumentów nastawionych pesymistycznie, jednakże analizując ich wartości w ujęciu kwartalnym, odnotowana została istotna poprawa. W odniesieniu do II kw. br., bieżący wskaźnik ufności konsumenckiej wzrósł o 14,1 pp., zaś wyprzedzający wskaźnik ufności konsumenckiej zwiększył się o 21 pp. W ramach składowych powyższych wskaźników największą poprawę odnotowano w ocenie przyszłej sytuacji ekonomicznej kraju, ocenie obecnej możliwości dokonywania ważnych zakupów oraz zmianie poziomu bezrobocia.

Lekkie ożywienie koniunktury w polskim sektorze wytwórczym odzwierciedlają również notowania indeksu PMI (tj. wskaźnika wyprzedzającego polskiego przemysłu), który w III kw. 2020 roku pozostawał nieznacznie powyżej granicy 50 pkt., wskazującej poziom ożywienia gospodarczego. We wrześniu br. wskaźnik PMI wyniósł 50,8 pkt. i był zbliżony do odczytu sierpniowego. IHS Markit zwrócił uwagę, iż trend wyżkowy, który pojawił się w III kw. br. nastąpił po rekordowych spadkach odnotowanych w II kwartale, wywołanych obostrzeniami nałożonymi na gospodarkę w związku z pandemią COVID-19. Poprawie uległy prognozy producentów odnośnie przyszłej, 12-miesięcznej produkcji, jednakże jak można wyczytać w komentarzu do wrześniowych wyników badania PMI, wzrost przypadków zarażeń COVID-19 w Europie oraz obostrzenia nakładane na gospodarkę w związku ze zbliżającym się sezonem zimowym sprawiają, że IV kw. 2020 roku nie zapowiada się zbyt optymistycznie dla polskiego przemysłu.

W zakresie sytuacji na rynku pracy, w III kw. kontynuowany był wzrost poziomu zatrudnienia, obserwowany od maja br. Przeciętne zatrudnienie w sektorze przedsiębiorstw we wrześniu br. zwiększyło się o 0,3% w odniesieniu do poprzedniego miesiąca. W sierpniu z kolei zaobserwowano wzrost o 0,7% m/m, a w lipcu o 1,1% m/m. Choć odnosząc się do analogicznego okresu roku poprzedniego, we wrześniu widoczny był spadek przeciętnego zatrudnienia, spadek ten wyhamował z -2,3% r/r w lipcu do -1,2% we wrześniu br., na co wpływ miał powrót przedsiębiorstw do pełnego wymiaru czasu pracy oraz wznowienie procesów rekrutacji. Przeciętne miesięczne wynagrodzenie (brutto) na koniec września wyniosło 5 371,56 zł, zaś w całym III kw. br. ukształtowało się na poziomie 5 370,64 zł. Zgodnie z informacją GUS, analizując dane narastająco, w okresie dziewięciu miesięcy 2020 roku i odnosząc je do analogicznego okresu ubiegłego roku, przeciętne wynagrodzenie brutto wzrosło prawie we wszystkich sekcjach PKD - od 0,7% w sekcji „Górnictwo i wydobywanie” do 8,9% w sekcji „Administrowanie i działalność wspierająca”, co dało ogółem wzrost w sektorze przedsiębiorstw na poziomie 4,5%.

Wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych w III kw. 2020 roku wyniósł 3% w odniesieniu do analogicznego okresu roku poprzedniego, znajdował się więc on w granicach odchyień od celu inflacyjnego określonego przez Radę Polityki Pieniężnej (RPP), tj. 2,5% +/- 1 pp. W przypadku nośników energii (energia elektryczna, gaz, opał, energia cieplna) odnotowany został wzrost cen o 4,5% r/r. Zgodnie z prognozami analityków Banku Santander, w kolejnych miesiącach oczekiwany jest spadek inflacji, spowodowany obniżeniem popytu, słabszą presją kosztową oraz spadkiem cen żywności w związku z chińskim zakazem importu wieprzowiny z Niemiec.

W zakresie polityki pieniężnej, RPP w III kw. br. utrzymała stopy procentowe na niezmiennym poziomie. Prognozowane jest, iż aktualny poziom stóp procentowych w Polsce utrzymany zostanie co najmniej do końca 2021 r. Zgodnie z komunikatem wydanym po październikowym posiedzeniu Rady, poluzowanie polityki pieniężnej NBP łagodzi negatywne skutki pandemii, wspiera ożywienie gospodarcze oraz ogranicza ryzyko obniżenia się inflacji poniżej celu inflacyjnego w średnim okresie, a poprzez pozytywny wpływ na sytuację finansową kredytobiorców oddziałuje w kierunku wzmocnienia stabilności systemu finansowego.

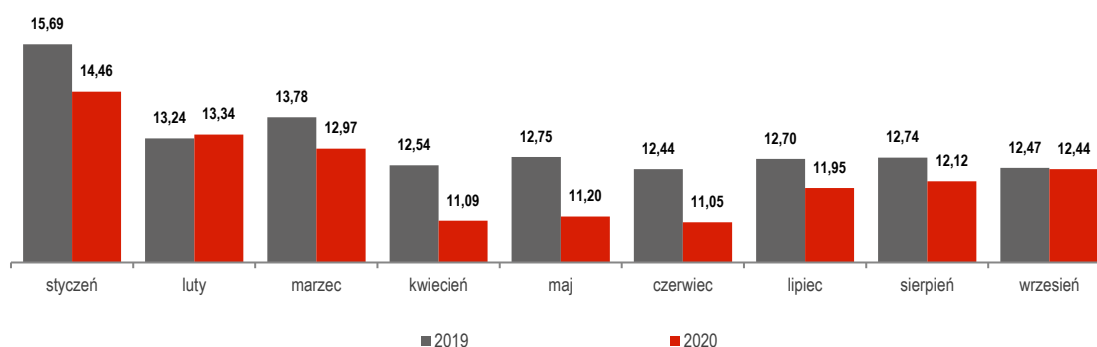
5.2. Rynek energii elektrycznej w Polsce

Kształtowanie się otoczenia rynkowego ma istotne znaczenie dla osiąganych przez Grupę wyników finansowych. W tym świetle zwraca się uwagę zwłaszcza na produkcję i zużycie energii elektrycznej, wymianę międzysystemową Polski, ceny energii elektrycznej w Polsce i wybranych krajach sąsiednich, ceny praw majątkowych, 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) po 3 kwartałach 2020 roku wyniosła 110,59 TWh i była niższa o 7,76 TWh, tj. 6,6% w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego (118,35 TWh). Niższa produkcja była widoczna w elektrowniach zużywających węgiel brunatny oraz kamienny, które to były wypierane z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) głównie przez produkcję ze źródeł gazowych. Spadek produkcji był odpowiedzią na niższe zapotrzebowanie na energię w KSE.

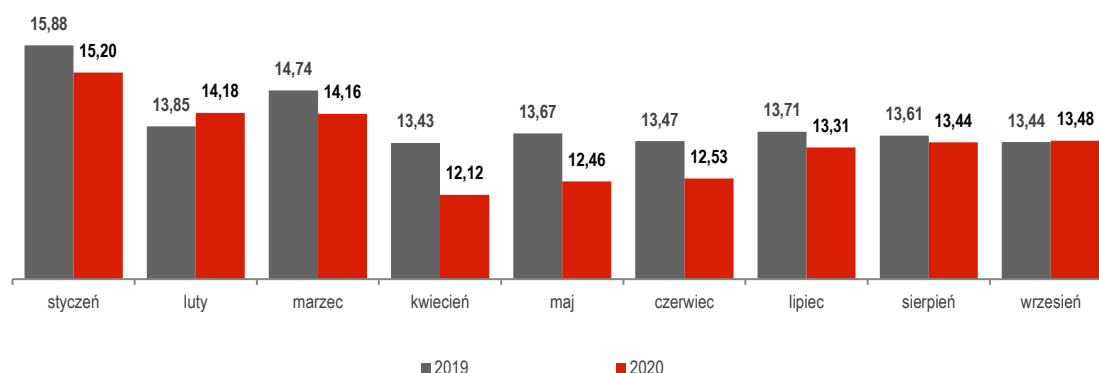
Rysunek 12: Produkcja energii elektrycznej w Polsce po 3 kwartałach 2020 roku (TWh)



Źródło: PSE

Krajowe zużycie energii elektrycznej w Polsce po 3 kwartałach 2020 roku wyniosło 120,87 TWh i było niższe o 4,91 TWh, tj. 3,9% w stosunku do tego samego okresu roku poprzedniego (125,78 TWh). Spadek zużycia wynikał z niższego zapotrzebowania spowodowanego obostrzeniami związanymi z pandemią COVID-19.

Rysunek 13: Zużycie energii elektrycznej w Polsce po 3 kwartałach 2020 roku (TWh)

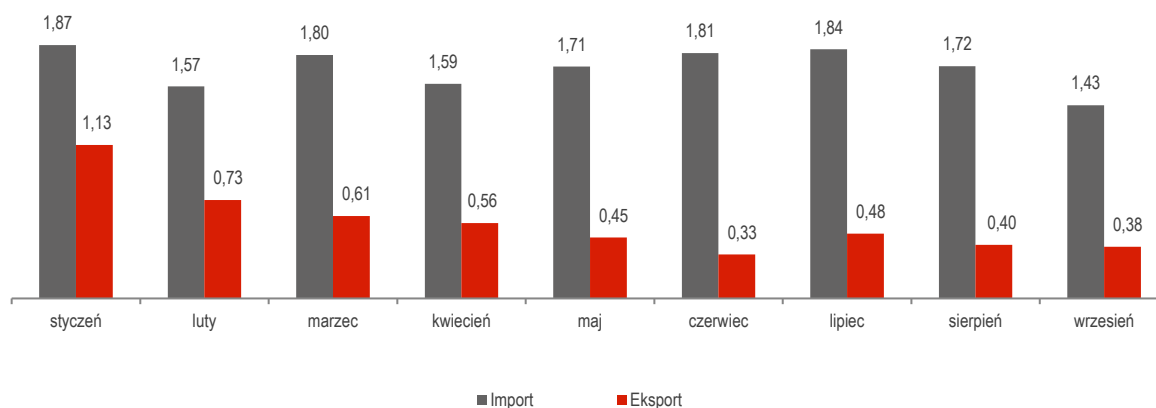


Źródło: PSE

Wymiana międzysystemowa Polski

W pierwszych 3 kwartałach 2020 roku eksport energii elektrycznej był tylko nieznacznie o 0,49 TWh niższy w stosunku do tego samego okresu roku ubiegłego. Porównując te same okresy można zauważyć wzrost importu energii elektrycznej o 2,35 TWh, co odpowiada w głównej mierze za nadwyżkę importu netto energii elektrycznej w badanym okresie na poziomie 10,28 TWh wobec importu netto w wysokości 7,43 TWh w analogicznym okresie roku ubiegłego. Jest to efekt większego poboru energii elektrycznej w zakresie wymiany równoległej oraz połączenia ze Szwecją.

Rysunek 14: Miesięczne wolumenty wymiany międzysystemowej w Polsce po 3 kwartałach 2020 roku (TWh)

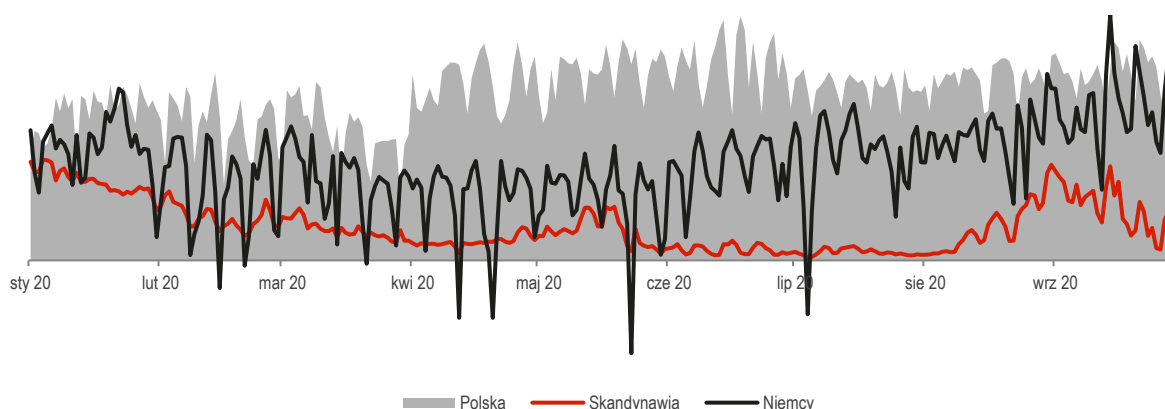


Źródło: PSE

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 po 3 kwartałach 2020 roku był wyższy niż w krajach sąsiadujących. W II kwartale, po pandemicznym zatrzymaniu gospodarki w I kwartale i na początku II kwartału, zaczęło odradzać się zapotrzebowanie na moc, wzrosły ubytki systemowe, spadło saldo wymiany międzysystemowej oraz wzrosły notowania EUA co doprowadziło do wzrostu cen na rynku polskim. Największe odchylenia cen odnotowano do rynku skandynawskiego (+397,9%, tj. 172,50 zł/MWh), a mniejsze w porównaniu do cen na rynku niemieckim (+76,5%, tj. 93,55 zł/MWh).

Rysunek 15: Ceny energii na rynku SPOT w Polsce i wybranych krajach sąsiadujących po 3 kwartałach 2020 roku (cena (PLN/MWh))



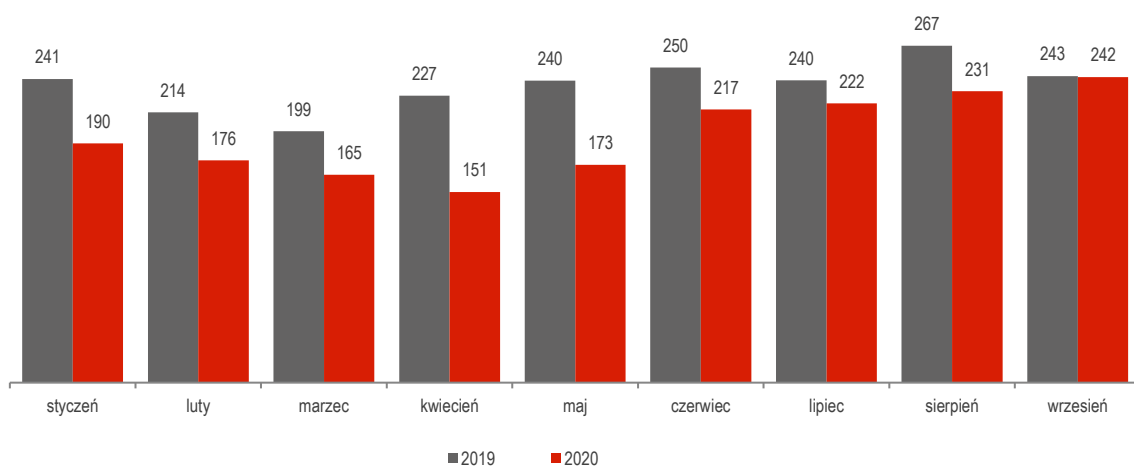
Źródło: Bloomberg, Reuters

Rynek Dnia Następnego (RDN) energii elektrycznej w Polsce

Średni poziom indeksu TGeBase po 3 kwartałach 2020 roku wyniósł 196,31 zł/MWh i był o 39,53 zł/MWh niższy niż w analogicznym okresie roku ubiegłego (235,84 zł/MWh). Natomiast porównując III kw. 2020 roku z tym samym okresem roku ubiegłego można zaobserwować spadek ceny o 18,57 zł/MWh. Wzrost krajowego zapotrzebowania na moc oraz ubytki

systemowe w III kw. 2020 roku zostały wsparte przez spadek importu energii, co w konsekwencji wpłynęło na wzrost cen w stosunku do pierwszych 2 kwartałów br. jednak nie pozwoliło na wyjście cen powyżej poziomów roku ubiegłego.

Rysunek 16: Indeks TGeBase po 3 kwartałach 2020 roku (PLN/MWh)



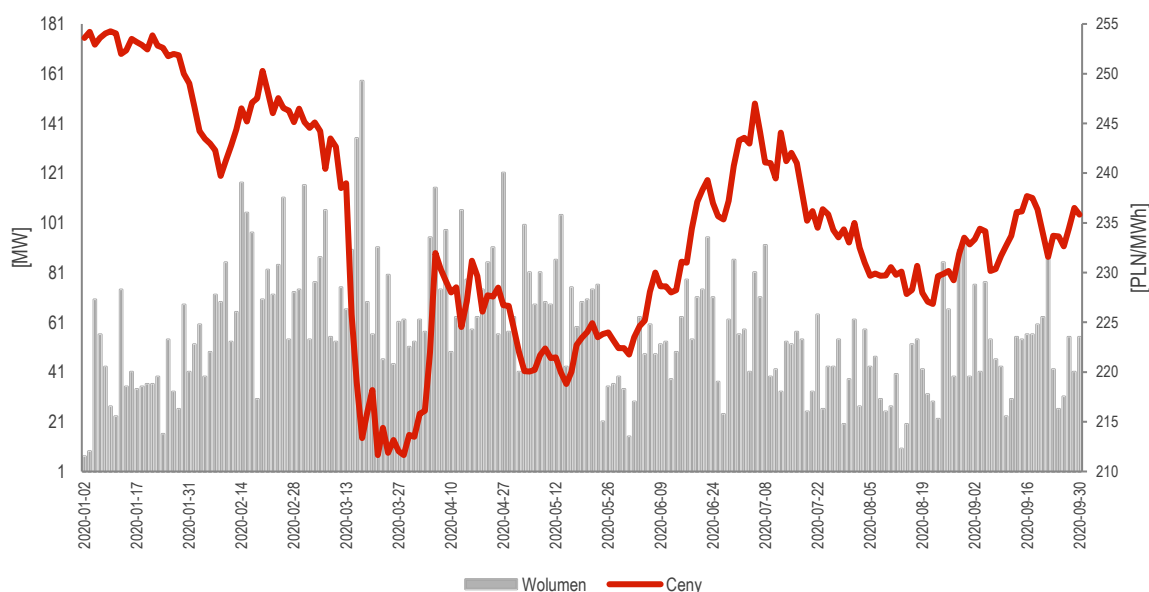
Źródło: TGE

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, w przeważającym okresie, powyżej poziomu 230 zł/MWh. Głównymi determinantami wzrostu kursu energii w III kwartale br. na rynku terminowym były:

- wzrost cen uprawnień do emisji CO₂,
- spadek wietrzności,
- wzrost cen na rynku SPOT,
- wzrost zapotrzebowanie na energię elektryczną w KSE po „zamrożeniu” gospodarki związanym z pandemią COVID-19.

Rysunek 17: Cena kontraktu terminowego pasmo z dostawą na 2021 rok po 3 kwartałach 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 zostaje 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 kw. 2020 roku nastąpiło „odmrażanie” gospodarek, co wpłynęło na odradzający się popyt na energię elektryczną mający wpływ na wzrost zużycia paliw kopalnych. W III kwartale nastąpił wzrost kursu na podstawie prognoz rynkowych mówiących o możliwych wzrostach cen emisji w najbliższych latach oraz powrót do rozmów na temat zwiększenia celu redukcji emisji w 2030 r. do poziomu 50-55%. W konsekwencji kurs EUA na koniec III kw. 2020 roku wyniósł 26,93 EUR/t, rosnąc od końca 2019 roku o 8%, natomiast porównując z końcem III kw. 2019 roku kurs wzrósł o 9%.

Rysunek 18: Ceny uprawnień EUA po 3 kwartałach 2020 roku (euro/tona)



Źródło: Bloomberg

Rynek praw majątkowych

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

Tabela 22: Średnie poziomy cen zielonych praw majątkowych notowanych na Towarowej Giełdzie Energii

Indeks (rodzaj świadectwa)	Wartość Indeksu		Procent obowiązku (%)	Opłata zastępcza (zł)
	3 kwartały 2019 (zł/MWh)	3 kwartały 2020 (zł/MWh)		
OZEX_A (zielone)	127,18	136,29	19,5*	300,03*

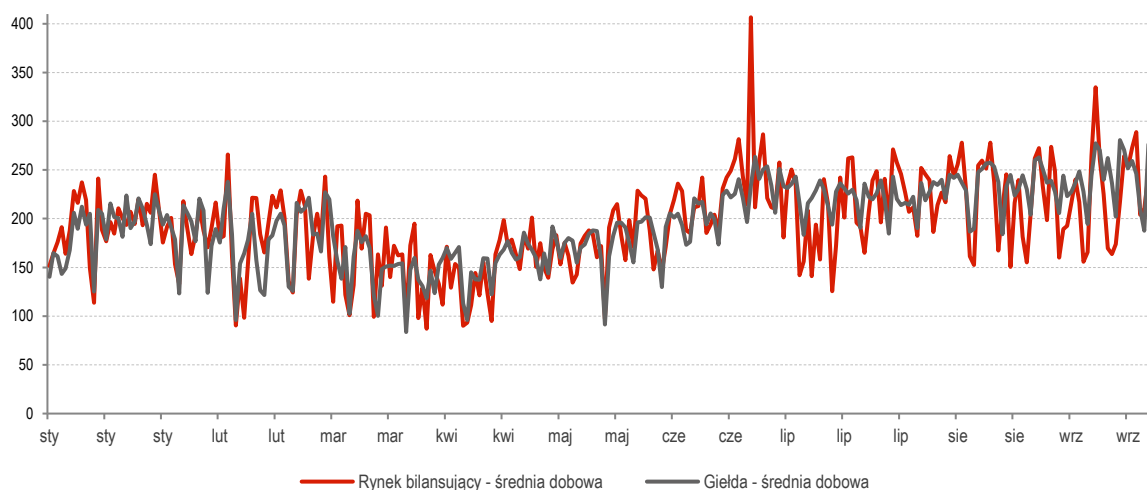
* wartość opłaty zastępczej i obowiązku umorzenia na 2020 rok.

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 pierwszych 3 kwartałach w przedziale 120,00 – 152,00 zł/MWh. Notowania PM OZE zakończyły III kw. 2020 roku na poziomie 139,22 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 3 kwartałów 2020 roku ceny na rynku bilansującym były zbliżone do cen na rynku dnia następnego. Odstępstwem od tego była sytuacja z dnia 22 czerwca br., kiedy to średnia cena dobową na rynku bilansującym wyniosła 406,66 zł/MWh, a cena w najdroższych godzinach osiągała 1 290,00 zł/MWh ze względu na nieplanowany wzrost ubytków systemowych. Średni poziom cen w badanym okresie na rynku bilansującym wyniósł 194,50 zł/MWh, wobec 241,84 zł/MWh w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Rysunek 19: Zestawienie cen na rynku bilansującym i rynku SPOT (giełda) po 3 kwartałach (PLN/MWh)

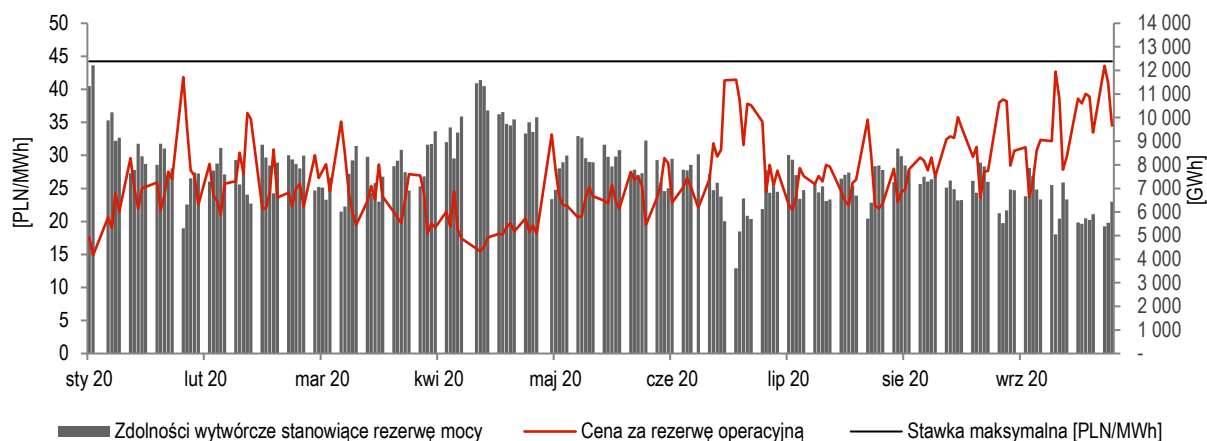


Źródło: TGE, PSE

Operacyjna rezerwa mocy

W 2020 roku kontynuowana jest usługa operacyjnej rezerwy mocy (ORM). Cena referencyjna została podniesiona do poziomu 44,24 zł/MWh. Średni poziom opłaty za ORM po 3 kwartałach 2020 roku wyniósł 26,62 zł/MWh i był niższy o 8,32 zł/MWh w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego (34,94 zł/MWh) ze względu na spadek popytu na energię.

Rysunek 20: Zestawienie cen na rynku bilansującym i rynku SPOT (giełda) po 3 kwartałach 2020 roku



Źródło: PSE

5.3. Otoczenie regulacyjne

Procesy legislacyjne zakończone w III kw. 2020 roku

Tabela 23: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje (tzw. Taksonomia). Wejście w życie 5 lipca 2020 r. (1) w odniesieniu do celów środowiskowych, o których mowa w art. 9 lit. a) i b), od dnia 1 stycznia 2022 r.; oraz (2) w odniesieniu do celów środowiskowych, o których mowa w art. 9 lit. c) – f), od dnia 1 stycznia 2023 r.	Rozporządzenie ustanawia ramy służące ustaleniu, czy dana działalność gospodarcza kwalifikuje się jako zrównoważona środowiskowo. Wprowadza m. in.: (1) ujednoczone i przejrzyste zasady finansowania oraz kryteria wsparcia dla realizacji zielonych inwestycji; (2) zapisy uniemożliwiające finansowania inwestycji (środki EU) w technologiach wysokoemisyjnych.
Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2020/1294 z dnia 17 września 2020 r. w sprawie unijnego mechanizmu finansowania energii ze źródeł odnawialnych. Wejście w życie 7 października 2020 r.	Rozporządzenie określa przepisy konieczne do wdrożenia unijnego mechanizmu finansowania energii z OZE. Umożliwia m. in.: (1) wsparcie dla nowych projektów OZE w celu wyeliminowania rozbieżności z trajektorią UE; (2) stworzenie sprzyjających ram wsparcia dla wykorzystywania energii z OZE w UE.

Procesy legislacyjne prowadzone w III kw. 2020 roku

Tabela 24: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
Projekt Ustawy o zmianie ustawy o rynku mocy. Nr z wykazu: UC 42.	Celem projektu, jest zapewnienie zgodności przepisów ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy z przepisami rozporządzenia rynkowego, m in w zakresie dotyczącym: (1) ograniczenia udziału w mechanizmach mocowych jednostek emitujących powyżej 550 g CO ₂ /kWh oraz średniorocznie powyżej 350 kg CO ₂ /kW (przepisy rozporządzenia rynkowego od dnia 4 lipca 2019 r. wykluczają z uczestnictwa w rynku mocy nowe jednostki wytwórcze (nieprowadzące produkcji komercyjnej przed tą datą) emitujące więcej niż 550 g CO ₂ /kWh, a od dnia 1 lipca 2025 r. także jednostki istniejące (prowadzące produkcję komercyjną przed 4 lipca 2019 r.) emitujące więcej niż 550 g CO ₂ /kWh oraz ponad 350 kg CO ₂ /kW); (2) gwarancji praw nabytych dla kontraktów mocowych zawartych przed końcem 2019 r.; Zapisy w projekcie umożliwiają: (1) doprecyzowanie zasad funkcjonowania rynku wtórnego oraz jednostek wysokoemisyjnych; (2) dalszego funkcjonowania rynku mocy w oparciu o klasyfikowanie emisyjności uczestników; (3) konwersji kontraktów mocowych planowanych jednostek rynku mocy i modyfikacji ich parametrów technicznych (w tym zmiana technologii wytwarzania energii elektrycznej przez jednostkę niespełniającą limitu emisji). Brak wdrożenia nowelizacji przed rozpoczęciem funkcjonowania rynku mocy od 1 stycznia 2021 r. może spowodować problem z zastępowalnością mocy w systemie (w tym problemy zw. z funkcjonowaniem rynku wtórnego).
Projekt Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiający Fundusz Sprawiedliwej Transformacji - Just Transition Fund. COM/2020/22 final.	Celem Funduszu Sprawiedliwej Transformacji jest zapewnienie wsparcia terytoriom, które napotyka poważne wyzwania społeczno-gospodarcze związane z procesem transformacji w kierunku osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. Środki funduszu mają zostać przeznaczone m. in. na projekty z obszaru energetyki bezemisyjnej oraz niskoemisyjnej (gaz ziemny, m. in. w odniesieniu do regionów silnie uzależnionych od wydobywania i spalania węgla kamiennego) oraz na inne rodzaje przedsięwzięć, tj. mikroprzedsiębiorstwa, zrównoważoną turystykę, infrastrukturę społeczną, uniwersytety i publiczne instytucje badawcze, technologie magazynowania energii, niskoemisyjne ciepłownictwo komunalne, inteligentną i zrównoważoną mobilność, innowacje cyfrowe, w tym rolnictwo cyfrowe i precyzyjne, projekty zwalczające ubóstwo energetyczne, a także o kulturę, edukację i tworzenie wspólnoty. 20 lipca 2020 r. Rada Europejska ogłosiła porozumienie ws. budżetu UE 2021 - 2027 i funduszu odbudowy - w tym środków na Fundusz Sprawiedliwej Transformacji. 16 września 2020 r. Parlament Europejski (PE) przyjął swoje stanowisko w tej sprawie, w którym postuluje zwiększenie środków na Funduszu z budżetu UE na lata 2021–2027 do 25 mld euro w cenach z 2018 r. Komisja Europejska zaproponowała 11 mld euro, a Rada Europejska zmniejszyła środki do 10 mld euro. Polsce ma przypaść aż 35% środków z ostatecznej kwoty.
Projekt Ustawy o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych ustaw (głównie dot. Funduszu Modernizacyjnego (FM). Nr z wykazu: UC36.	Projekt dotyczy m. in. regulacji dedykowanych powstaniu operatora dla dystrybucji w Polsce środków z Funduszu Modernizacyjnego (FM), który ma funkcjonować w okresie od 2021 r. do 2030 r. Priorytetowe obszary wsparcia to: (1) inwestycje w sieci dystrybucyjne; (2) rozwój OZE; (3) magazynowanie energii; (4) efektywność energetyczna. Polska ma dysponować 43,11% środków, co stanowi ok. 14,5 mld PLN (ok 3,3 mld euro) do 2030 r.;

	<p>Najważniejsze założenia:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) polskim operatorem środków FM będzie Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej; (2) inwestycje priorytetowe mogą ubiegać się o finansowanie nawet do 100% kosztów kwalifikowanych. Inwestycje nie priorytetowe mogą liczyć na maksymalnie 70. (4) Europejski Bank Inwestycyjny, który będzie europejskim operatorem FM, ma prawo zakwestionowania listy lub części listy projektów, jako niezgodnych z zapisami unijnej dyrektywy 2018/410 z marca 2018 r., regulującej cel funduszu.
<p>Projekt Rozporządzenia Ministra Klimatu w sprawie sposobu ustalania mocy przyłączeniowej dla wewnętrznych i zewnętrznych stanowisk postojowych związanych z budynkami użyteczności publicznej oraz budynkami mieszkalnymi wielorodzinnymi. Nr z wykazu: 10.</p>	<p>Celem rozporządzenia jest określenie sposobu ustalania minimalnej mocy przyłączeniowej, pozwalającej wyposażyć wewnętrzne i zewnętrzne stanowiska postojowe związane z budynkami użyteczności publicznej oraz budynkami mieszkalnymi.</p> <p>Na mocy wprowadzonych, szczegółowych przepisów, powstanie po stronie Operatora Systemu Dystrybucyjnego konieczność poczynienia nakładów na inwestycje w modernizację i nowe sieci dystrybucyjne.</p>
<p>Projekt Rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie maks. ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2021 r. Nr z wykazu: RD173.</p>	<p>Celem rozporządzenia jest ustanowienie przepisów niezbędnych dla ogłoszenia i przeprowadzenia aukcji OZE.</p> <p>Główne założenia:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) projekt nie zakłada wsparcia dla istniejących oraz zmodernizowanych instalacji OZE; (2) łączny szacowany wolumen energii przeznaczony do sprzedaży w trakcie aukcji w 2021 r. wynosi w 15 letnim okresie wsparcia 53,2 TWh. Łączna maksymalna wartość ww. wolumenu wynosi ok. 20 mld zł.
<p>Ustawa o inwestycjach w zakresie przeciwdziałania skutkom suszy. Nr z wykazu: UD101.</p>	<p>Celem ustawy jest wprowadzenie do systemu prawnego rozwiązań, które pozwolą na uproszczenie oraz przyspieszenie prac związanych z przygotowaniem do realizacji przedsięwzięć retencyjnych, mających na celu ograniczenie skutków suszy w Polsce (dotyczy również obiektów i obszarów wykorzystywanych na rzecz hydroenergetyki).</p> <p>W wyniku zmiany sposobu i wymiaru wyliczenia opłaty za odprowadzanie wód, mogą pojawić się wyższe koszty związane z odprowadzaniem z wód, m. in. z placów składowych, parkingów, dróg wewnętrznych.</p>
<p>Projekt Rozporządzenia Ministra Klimatu zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Nr z wykazu: 50.</p>	<p>Celem proponowanych zmian jest wprowadzenie do rozporządzenia m. in.:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) możliwości utworzenia grupy taryfowej dla odbiorców przyłączonych do sieci, którzy wykorzystują energię elektryczną wyłącznie na potrzeby funkcjonowania ogólnodostępnej stacji ładowania i świadczenia na niej usług ładowania; (2) mechanizmu uwzględniania w ramach tzw. salda konta regulacyjnego w taryfach operatorów systemów elektroenergetycznych różnic w osiągniętych faktycznie przychodach tych operatorów w stosunku do planowanych przychodów wynikających z zatwierdzanych dla tych lat taryf; (3) możliwości otrzymywania przez odbiorców końcowych faktur za energię elektryczną w formie elektronicznej oraz możliwości otrzymywania tą drogą informacji o rozliczeniach za dostarczoną energię; (3) ustanowienia przejrzystych przepisów dla nowych grup taryfowych; (4) wprowadzenia możliwości rozliczeń z odbiorcami końcowymi wyłącznie w drodze elektronicznej.
<p>Rozporządzenia Ministra Klimatu zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Nr z wykazu: 51.</p>	<p>Celem projektu rozporządzenia jest zmiana przepisów dot. m. in.:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) funkcjonowania rynku bilansującego energii elektrycznej; (2) przyłączania urządzeń do sieci elektroenergetycznej; (3) możliwości aktywnego uczestnictwa dla kolejnych użytkowników systemu elektroenergetycznego, z uwzględnieniem specyfiki poszczególnych grup podmiotów; (4) ustanowienie nowych zasad w zakresie wyznaczania, obliczania i aktualizowania niektórych kluczowych cen stosowanych w polskim modelu Rynku Bilansującego (RB); (5) rozszerzenie możliwości tworzenia jednostek grafikowych aktywnych dla różnych technologii; (6) dostosowanie rozwiązań RB do wymogów specyficznych dla jednostek innych niż jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (duzi wytwórcy systemowi). <p>W rozporządzeniu elektrownie szczytowo - pompowe nie są tak samo klasyfikowane jak pozostałe magazyny energii.</p>



Elektrownia wodna Owidz na rzece Wierzycy

Akcje i Akcjonariat

6. AKCJE I AKCJONARIAT

6.1. Informacje o akcjach i akcjonariacie 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 na dzień 31 marca 2020 roku wyniósł 51,5%, co dawało 64,1% głosów na Walnym Zgromadzeniu.

Na dzień 30 września 2020 roku strategicznym akcjonariuszem był PKN ORLEN, który nabył 80,01% akcji Spółki w ramach wezwania do zapisywania się na sprzedaż wszystkich akcji wyemitowanych przez Energa ogłoszonego w dniu 5 grudnia 2020 roku (więcej informacji zostało przedstawionych w Sprawozdaniu Zarządu Energi SA z działalności Grupy Kapitałowej Energa w I półroczu 2020 roku).

Tabela 25: Akcje Spółki według serii i rodzajów na dzień 30 września 2020 roku

Seria	Rodzaj akcji	Akcje	(%)	Głosy	(%)
AA	zwykle 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.

Tabela 26: 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

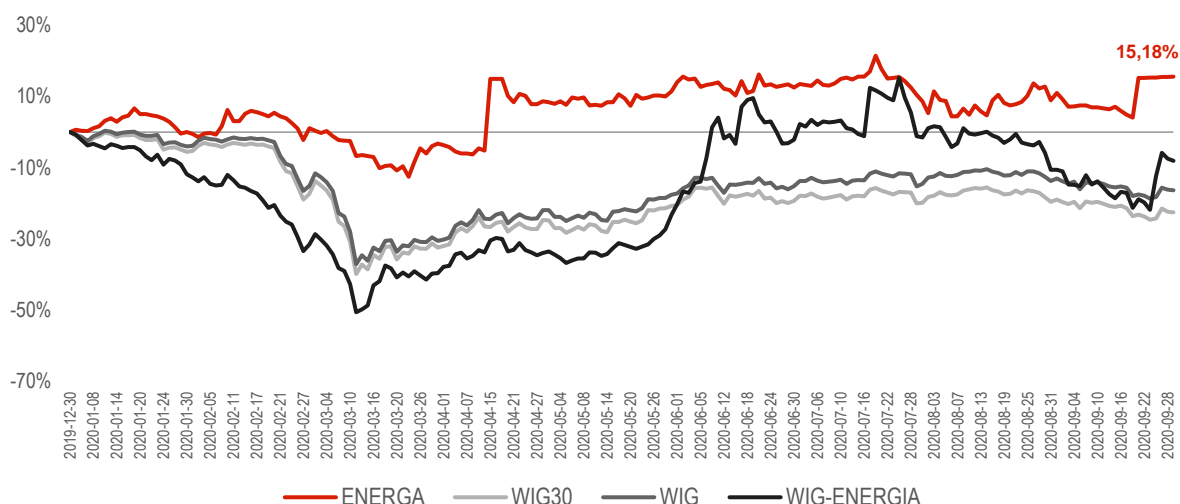
6.2. Notowania akcji Spółki i rekomendacje

Tabela 27: Dane dotyczące akcji Spółki Energa na dzień 30 września 2020 roku

Dane	Wartość
Cena emisyjna	17,00 zł
Liczba akcji	414 067 114
Kurs na koniec okresu	8,30 zł
Kapitalizacja na koniec okresu	3,4 mld zł
Minimum III kwartału	7,31 zł
Maximum III kwartału	8,86 zł
Średnia wartość obrotu w III kwartale	1,28 mln zł
Średni wolumen obrotu w III kwartale	157,4 tys. szt.
Średnia liczba transakcji w III kwartale	0,22 tys. szt.

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

Rysunek 21: Zmiana kursu akcji Energi SA w porównaniu do zmian indeksów WIG, WIG30 i WIG-ENERGIA



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

Cena akcji Energi na zamknięciu sesji giełdowej w dniu 30 września wyniosła 8,30 zł, co oznacza że w porównaniu z kursem w ostatnim dniu roboczym 2019 roku (tj. 30 grudnia) wzrosła o 17,2%, a w samym III kwartale br. o 2,0%. W 2020 roku kurs akcji Spółki podlegał wahaniom, co miało związek m.in. z ogłoszonymi przez PKN ORLEN wezwaniami do zapisywania się na sprzedaż wszystkich akcji wyemitowanych przez Energeę: pierwszym ogłoszonym 5 grudnia 2019 r. oraz drugim (tzw. delistującym) ogłoszonym 21 września 2020 roku (więcej informacji na ten temat zostało przedstawionych w rozdziale 2.2. *Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego i po dniu bilansowym*). W III kw. 2020 roku indeks WIG-Energia zanotował spadek o 5,1%, a WIG30 o 3,2% (w porównaniu do końca 2019 roku indeksy te obniżyły się odpowiednio o 5,3% i 20,8%). W dniu 14 października 2020 roku została przeprowadzona korekta nadzwyczajna portfeli indeksów giełdowych i Energa została zastąpiona w indeksie WIG30 przez Allegro.

W dniu 29 października 2020 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki podjęło decyzję o wycofaniu akcji Energi z obrotu giełdowego.

W III kw. 2020 roku nie została przyznana żadna nowa rekomendacja dla akcji Spółki. Zestawienie wydanych rekomendacji dla akcji Spółki znajduje się na stronie Relacji Inwestorskich Energi pod adresem <https://ir.energa.pl/pl/ir/serwis-relacji-inwestorskich/dane-finansowe/rekomendacje>.

6.3. Oceny ratingowe

W III kw. 2020 roku oceny ratingowe przyznawane przez agencję Fitch Ratings pozostały bez zmian.

6.4. Zestawienie stanu akcji w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Na dzień 30 września 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

7. POZOSTAŁE INFORMACJE O GRUPIE

7.1. 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 16 *Instrumenty finansowe* Skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2020 roku.

Tabela 28: Nominalna wartość objętych przez Energe SA i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów według stanu na dzień 30 września 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.	7
Razem		1 720

Udzielone poręczenia i gwarancje

Na dzień 30 września 2020 roku poręczenia udzielone przez Energe za zobowiązania spółek Grupy wyniosły łącznie 6 983 mln zł i obejmowały:

- poręczenie za zobowiązania Energi Finance AB (publ) z tytułu emisji euroobligacji w kwocie 5 658 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 1 268 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 za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2020 roku.

7.2. Zarządzanie ryzykiem

Klasyfikacja ryzyk w Grupie Energa składa się z czterech obszarów:

- strategiczny, obejmujący ryzyka związane z realizacją celów strategicznych, w tym planowaniem i realizacją inwestycji czy nadzorem korporacyjnym,
- prawno-regulacyjny, obejmujący ryzyka dotyczące zgodności z obowiązującymi przepisami i regulacjami,
- operacyjny, obejmujący ryzyka związane z realizacją celów operacyjnych, w tym dotyczące infrastruktury, realizowanych procesów czy zasobów,
- finansowy, obejmujący ryzyka związane z zarządzaniem finansami.

Szczegółowy opis ryzyk dotyczących działalności Spółki przedstawiony został w Sprawozdaniu Zarządu Energi SA z działalności Grupy Kapitałowej Energa oraz Energi SA w I półroczu 2020 roku. W ocenie Zarządu przedstawione w w/w dokumencie ryzyka pozostają aktualne.

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

Na dzień 30 września 2020 roku Grupa Energa była stroną 15 701 postępowań sądowych. Jako powód Grupa występowała w 13 425 sprawach, których łączna wartość przedmiotu sporu wyniosła ok. 434 mln zł. Jako pozwany Grupa występowała w 1 601 sprawach o łącznej wartości przedmiotu sporu ok. 469 mln zł.

Na dzień 30 września 2020 roku łączna kwota roszczeń o posadowienie urządzeń elektroenergetycznych na cudzych nieruchomościach bez tytułu prawnego zasądzonych prawomocnym wyrokiem wyniosła 43,4 mln zł w 746 sprawach. Spraw sądowych w toku było 984, zaś wartość przedmiotu sporu w toku wyniosła 88,5 mln zł.

Na podstawie dostępnych danych dotyczących wartości obecnie prowadzonych postępowań, Spółka przyjmuje, że wartość realnie przypadająca do wypłaty w wyniku rozstrzygnięcia powyższych sporów może sięgać ok. 75 mln zł, z zastrzeżeniem zmiany w przypadku wytoczenia przeciwko Enerdze Operator 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 Obrótu windykacji sądowo-egzekucyjnej, w celu dochodzenia przez spółkę należności od swoich klientów oraz spraw upadłościowych.

Łączna wartość spraw prowadzonych w imieniu i na rzecz Energi Obrótu w zakresie windykacji sądowo-egzekucyjnej, w celu dochodzenia przez spółkę należności od swoich klientów oraz spraw upadłościowych, na 30 września 2020 roku, wyniosła 188,6 mln zł, w tym:

Rodzaj należności	Saldo na 30 września 2020 (mln zł)
sądowe, egzekucja	115,4
upadłości	64,3
pozabilingowe	6,3
pozabilingowe - upadłości	2,7
Razem	188,6

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

Określenie stron	Przedmiot sporu i opis sprawy
Energa Operator (powód); Arcus SA (pozwany)	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> Strony złożyły wnioski o powołanie biegłych dla potrzeb sporządzenia opinii. Na dzień aktualizacji niniejszej sprawy (15 października 2020 roku) do EOP wpłynęły dwie opinie: z zakresu meteorologii oraz z zakresu metrologii.
Arcus SA (powód); Energa Operator (pozwany)	Pozew o stwierdzenie nieważności umowy dotyczącej II etapu AMI Pozew wzajemny o zapłatę kar umownych za II etap AMI <i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 893/15</i> Na dzień 15 października 2020 roku trwa poszukiwanie przez Sąd biegłych, którzy podjęliby się sporządzenia opinii.
Arcus SA (powód); Energa Operator (pozwany)	O zapłatę odszkodowania za czyny niedozwolone/czyny nieuczciwej konkurencji 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.

Arcus SA (powód); Energia Operator (pozwany)	<p>O zapłatę za prace dodatkowe w zakresie I Etapu AMI</p> <p>Spółka Energia Operator kwestionuje zasadność tego powództwa i wniosła o jego odrzucenie, ewentualnie oddalenie. Obecnie Energia Operator złożyła zażalenie na postanowienie o odmowie odrzucenia pozwu.</p>
Energia Operator (powód); PKN ORLEN (pozwany)	<p>Pozew o zapłatę tytułem opłaty systemowej za usługi świadczone temu podmiotowi jako autoproducentowi</p> <p>W dniu 26 listopada 2019 roku Sąd Okręgowy w Warszawie ogłosił wyrok, zasądzając od PKN ORLEN na rzecz Energi Operatora kwotę ok. 16 mln 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.</p> <p>Strony złożyły apelację od wyroku. Termin rozprawy apelacyjnej nie został wyznaczony. W związku z aktualnym stanem sprawy Grupa ujawniła aktywo warunkowe w kwocie 11,7 mln zł.</p>
Energia Operator (strona); PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI (URE organ)	<p>Kara pieniężna nałożona przez organ</p> <p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie, sygnatura XVII AmE 224/17</i></p> <p>Energia Operator otrzymała decyzję z dnia 21 grudnia 2016 roku, w której Prezes URE nałożył na Energę Operatora karę pieniężną w wysokości 11 mln zł za wprowadzenie w błąd Prezesa URE. 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>
Energia Operator (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>Energia Operator otrzymała decyzję z dnia 6 listopada 2017 roku w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych w łącznej wysokości 13,6 mln zł za naruszenia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej poprzez: (1) komunikowanie się z przedsiębiorstwami obrotu za pomocą kodów innych, aniżeli przewidziane w IRIESD; (2) nieprzestrzeganie terminów przekazywania przedsiębiorstwom obrotu danych pomiarowych; (3) nieprzestrzeganie terminów rozpoznawania reklamacji przedsiębiorstw obrotu; (4) nieprzestrzeganie terminów weryfikacji zgłoszeń zmiany sprzedawcy; (5) nieprzestrzeganie terminów końcowego rozliczenia umów sprzedaży energii; (6) niewznowienie dostaw energii u jednego z odbiorców.</p> <p>Pierwsza rozprawa odbyła się w dniu 3 marca 2020 roku, kolejny termin nie jest wyznaczony.</p>
Energia 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>Energia Kogeneracja Sp. z o.o. wniosła o zasądzenie od Mostostal Warszawa SA kwoty ok. 106,4 mln zł, na którą składają się: ok. 15,2 mln zł tytułem kar umownych, ok. 90,3 mln zł tytułem obniżenia wynagrodzenia oraz ok. 0,96 mln zł tytułem skapitalizowanych odsetek. W odpowiedzi na pozew z dnia 15 grudnia 2017 roku Mostostal Warszawa SA wniósł o oddalenie powództwa w całości i wniósł pozew wzajemny o zasądzenie od Energii Kogeneracja Sp. z o.o. kwoty ok. 7,4 mln zł tytułu odszkodowania.</p> <p>Sąd postanowił zwrócić się do instytutu duńskiego z pytaniem o możliwość sporządzenia opinii w sprawie, przewidywany termin sporządzenia opinii w sprawie oraz przewidywane koszty sporządzenia opinii w sprawie.</p> <p>Z pisma instytutu duńskiego wynika, iż nie wykonuje on opinii na potrzeby postępowań sądowych, ale wskazał Duński Związek Inżynierów jako podmiot mogący sporządzać tego rodzaju opinie. W odpowiedzi na zapytanie sądu Energia Kogeneracja Sp. z o.o. oświadczyła, że wyraża zgodę na wykonanie opinii przez Duński Związek Inżynierów. Ponadto, Sąd poinformował, iż skieruje zapytania o możliwość wykonania opinii do kolejnych instytutów wskazanych przez strony. Mostostal Warszawa SA zakwestionował zaś możliwość wykonania opinii przez Duński Związek Inżynierów z uwagi na jego związki z Ramboll. Interwenient uboczny wyraził zgodę na wykonanie opinii przez Duński Związek Inżynierów o ile spełnia on warunki instytutu naukowo-badawczego, a ponadto Interwenient uboczny poinformował, iż aktualnym statio fisci jest Minister Klimatu.</p> <p>Strony obecnie prowadzą negocjacje celem zawarcia ugody.</p>

<p>Mostostal Warszawa SA (powód); Energia Kogeneracja Sp. z o.o. (pozwany)</p>	<p>Pozew o zapłatę z tytułu wynagrodzenia <i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX Gc 190/18</i></p> <p>Mostostal Warszawa SA wniósł o zasądzenie od Energia Kogeneracja Sp. z o.o. kwoty ok. 26,3 mln zł tytułem wynagrodzenia (w części). W sprzeciwie od nakazu zapłaty z dnia 23 lutego 2018 roku w postępowaniu upominawczym Energia Kogeneracja Sp. z o.o. wniosła o oddalenie pozwu w całości. Na przestrzeni dwóch lat odbywały się przesłuchania świadków.</p> <p>W ostatnim okresie Sąd zezwolił stronom na złożenie załącznika do protokołu rozprawy, w którym strony podsumują dotychczas zgromadzony w sprawie materiał dowodowy. Energia Kogeneracja zobowiązanie wykonała i złożyła załącznik do protokołu rozprawy. Zobowiązanie wykonał również Mostostal Warszawa SA, a ponadto również złożył załącznik do protokołu oraz odniósł się do stanowiska Energia Kogeneracja Sp. z o.o.</p> <p>Energia Kogeneracja Sp. z o.o. oczekuje na wyznaczenie kolejnego terminu rozprawy. Strony obecnie prowadzą negocjacje celem zawarcia ugody.</p>
<p>Boryszewo Wind Invest Sp. z o.o. (powód); Energia Obrót (pozwany)</p>	<p>Pozew o zapłatę odszkodowania z tytułu niewykonania przez Energe Obrót części umowy zakupu praw majątkowych do świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE. <i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 701/17</i></p> <p>W dniu 25 sierpnia 2017 roku Boryszewo Wind Invest wniosła przeciwko Enerdze Obrotowi pozew o zapłatę kwoty ok. 31,9 mln zł wraz z odsetkami z tytułu odszkodowania za niewykonanie w części Ramowej Umowy Sprzedaży Praw Majątkowych wynikających ze Świadectw Pochodzenia Nr W/HH/210/2010/1, które polegało na złożeniu oświadczenia o częściowym rozwiązaniu umowy oraz odmowie nabywania praw majątkowych ze Świadectw Pochodzenia. Na kwotę roszczenia składają się „straty” poniesione przez powoda w związku z koniecznością sprzedaży praw majątkowych na TGE wraz z odsetkami ustawowymi (ok. 25,7 mln zł) oraz kwota dodatkowych kosztów w związku z obsługą zadłużenia z umowy kredytowej (ok. 6,3 mln zł).</p> <p>Sprawa została zakończona w I instancji wyrokiem zasądającym na rzecz Boryszewo Wind Invest kwotę ok. 17,8 mln zł wraz z odsetkami ustawowymi od dnia 26 lipca 2017 roku, a w pozostałym zakresie oddalający powództwo. Energia Obrót wniosła apelację. Wyrok został ogłoszony 28 października 2019 roku. W dniu 22 lipca 2020 roku Energia Obrót złożyła skargę kasacyjną, a w dniu 7 września 2020 roku Boryszewo Wind Invest złożyła odpowiedź na skargę kasacyjną.</p>
<p>Powództwa o ustalenie nieistnienia stosunku prawnego, który miał powstać wskutek zawarcia przez Energe Obrót umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA)</p>	
<p>Energia Obrót (powód); "MEGAWATT BALTICA" SA (pozwany 1), Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski SA (pozwany 2)</p>	<p><i>Sąd Arbitrażowy przy KIG w Warszawie, sygnatura SA 128/17</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energia 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 zawezwanie 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 ok. 17 mln 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 zamiarkowana o 10% (tj. o ok. 15,3 mln 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 Energia 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 (powód); C&C WIND sp. z o.o. (pozwany 1), Bank Ochrony Środowiska SA ((BOŚ) pozwany 2)	<p><i>Sąd Arbitrażowy przy KIG w Warszawie; sygnatura SA 127/17</i></p> <p><i>Sygnatura w II instancji: VII Aga 1994/18</i></p> <p>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 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.</p> <p>Postępowania arbitrażowe zostały zakończone ostatecznymi wyrokami sądu arbitrażowego, od których wniesiono nadzwyczajne środki zaskarżenia – skargi o ich uchylenie do Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Strony prowadziły rozmowy ugodowe, jednak nie doszły do porozumienia.</p> <p>W dniu 9 października 2020 r. odbyła się rozprawa w sprawie ze skargi o uchylenie wyroku częściowego. Sąd odroczył ogłoszenie wyroku do 22 października 2020 roku.</p>
Energa Obrót (powód); BORYSZEWO WIND INVEST Sp. z o.o. (pozwany 1), mBank SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 799/17</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót wniosła pozew. Strony złożyły odpowiedź na pozew wzajemny i wymieniły się pismami procesowymi.</p> <p>We wrześniu 2018 roku Sąd zamknął przewod sądowy i wydał wyrok oddalający powództwo, na co w dniu 2 listopada 2018 roku Energa Obrót złożyła apelację.</p> <p>W dniu 21 grudnia 2018 roku Boryszewo Wind Invest złożyła odpowiedź na apelację, a 28 grudnia 2018 roku - mBank SA.</p>
Energa Obrót (powód); JEŻYCZKI WIND INVEST sp. z o.o. (pozwany 1), mBank SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 805/17</i></p> <p>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. Sąd II instancji wydał wyrok oddalający apelację Energi Obrót. Spółka złożyła wniosek o doręczenie wyroku z uzasadnieniem.</p>
Energa Obrót (powód); WIND INVEST sp. z o.o., (pozwany 1), mBank SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 798/17</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót wniosła pozew.</p> <p>Ogłoszenie wyroku nastąpiło w dniu 19 września 2019 roku. Sąd oddalił powództwo Energi Obrót.</p> <p>W dniu 27 listopada 2019 roku Energa Obrót złożyła apelację. Termin rozprawy apelacyjnej nie został jeszcze wyznaczony.</p>
Energa Obrót (powód); STARY JAROSŁAW WIND INVEST sp. z o.o. (pozwany 1), mBank SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 802/17</i></p> <p><i>Sygnatura w II instancji: VII AGa 61/20</i></p> <p>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.</p> <p>Wyrokiem z dnia 24 września 2019 roku sąd oddalił powództwo o ustalenie. W dniu 17 grudnia 2019 roku Energa Obrót złożyła apelację od wyroku.</p> <p>W dniu 19 marca 2020 roku Stary Jarosław Wind Invest złożył odpowiedź na apelację.</p> <p>W dniu 23 marca 2020 roku mBank złożył odpowiedź na apelację.</p> <p>W dniu 8 października 2020 roku odbyła się rozprawa apelacyjna, podczas której strony podtrzymały swoje stanowiska. Sąd zamknął rozprawę i odroczył ogłoszenie wyroku do dnia 26 października 2020 roku.</p>
Energa Obrót (powód); KRUPY WIND INVEST sp. z o.o. (pozwany 1), mBank SA (pozwany 2)	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 803/17</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót wniosła pozew. Sprawa toczy się aktualnie przed sądem II instancji. Sprawa została zakończona przed sądem I instancji wyrokiem oddalającym powództwo Spółki. W dniu 2 lipca 2019 roku Energa Obrót złożyła apelację. Rozprawa apelacyjna wyznaczona na 17 kwietnia 2020 roku, z uwagi na stan epidemii została przeniesiona na 27 sierpnia 2020 roku. Podczas rozprawy sąd zamknął przewod sądowy. W dniu 15 września 2020 roku sąd wydał wyrok oddalający apelację Energi Obrót. W dniu 16 września 2020 roku Energa Obrót złożyła wniosek o doręczenie wyroku z uzasadnieniem.</p>

<p>Energa Obrót (powód/pozwany wzajemny); "EW CZYŻEWO" sp. z o.o. (pozwany 1/powód wzajemny), BANK BGŻ BNP PARIBAS SA (pozwany 2)</p>	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 736/17</i></p> <p>Sprawa zakończyła się przed sądem I instancji. Sąd wydał wyrok oddalający powództwo o ustalenie i zasądający kary umowne. Kancelaria wniosła apelację od wyroku. W dniach 23 lipca i 28 października 2019 roku odbyły się rozprawy apelacyjne. Ogłoszenie wyroku nastąpiło w dniu 28 listopada 2019 roku. Od wyroku została wniesiona skarga kasacyjna. W dniu 8 lipca 2020 roku doręczono odpowiedź BGŻ BNP na skargę kasacyjną.</p>
<p>Energa Obrót (powód); ELEKTROWNIA WIATROWA EOL sp. z o.o. (pozwany 1), BANK ZACHODNI WBK SA (pozwany 2)</p>	<p><i>Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XXVI GC 712/17</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót wniosła pozew. Sprawa zakończyła się w I instancji oddaleniem powództwa (w dniu 21 lutego 2020 roku). W dniu 7 lipca 2020 roku Energa Obrót złożyła apelację. Termin rozprawy apelacyjnej nie został jeszcze wyznaczony.</p>
<p>Energa Obrót (powód); WIELKOPOLSKIE ELEKTROWNIE WIATROWE sp. z o.o. (pozwany 1), BANK BGŻ BNP PARIBAS SA (pozwany 2)</p>	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 735/17</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót wniosła pozew. Sprawa została zamknięta przed sądem I instancji. Strony podjęły rozmowy ugodowe jednak do zawarcia ugody nie doszło. W dniu 5 sierpnia 2020 roku Energa Obrót złożyła skargę kasacyjną. We wrześniu 2020 roku Wielkopolskie Elektrownie Wiatrowe oraz BNP Paribas złożyły odpowiedź na skargę kasacyjną.</p>
<p>Energa Obrót (powód); "EW KOŻMIN" sp. z o.o. (pozwany 1), BANK BGŻ BNP PARIBAS SA (pozwany 2)</p>	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 738/17</i></p> <p>W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót wniosła pozew. Sprawa została zakończona przed sądem I instancji. Pozwana farma wiatrowa złożyła przeciwko Spółce powództwo wzajemne o zapłatę kar umownych. W dniu 30 sierpnia 2018 roku sąd wydał wyrok oddalający powództwo o ustalenie i zasądający kary umowne. Kancelaria złożyła apelację. W dniu 24 czerwca 2020 roku sąd II instancji wydał wyrok, w którym oddalił apelację w zakresie żądania ustalenia nieważności CPA oraz uwzględnił apelację w zakresie żądania miarkowania kar umownych. W dniu 10 sierpnia 2020 r. doręczono wyrok z uzasadnieniem.</p>
<p>Energa Obrót (powód/pozwany wzajemny); "WIATROWA BALTICA" sp. z o.o. (pozwany 1/powód wzajemny), Raiffeisen Bank Polska SA (pozwany 2)</p>	<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 pozewem wzajemnym.</p> <p>W dniu 4 czerwca 2018 roku został wydany wyrok częściowy oddalający powództwo Energi Obrótu o ustalenie.</p> <p>W dniu 1 września 2018 roku Raiffeisen Bank złożył zaktualizowany pozew wzajemny. Kwota dochodzonego roszczenia wyniosła ok. 1,4 mln 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. o 1,0 mln 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>
<p>Wielkopolskie Elektrownie Wiatrowe sp. z o.o. (powód); Energa Obrót (pozwany)</p>	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 719/19</i></p> <p>W dniu 14 sierpnia 2019 roku Wielkopolskie Elektrownie Wiatrowe (WEW) wniosły pozew o zapłatę przez Energe Obrót kar umownych z tytułu niewykonywania CPA.</p> <p>Sprawa jest na etapie I instancji. Energa Obrót złożyła odpowiedź na pozew. W dniu 29 lipca 2020 roku odbyła się rozprawa. Termin kolejnej rozprawy został wyznaczony na 4 listopada 2020 roku</p>
<p>Elektrownia Wiatrowa Zonda sp. z o.o. (powód); Energa Obrót (pozwany)</p>	<p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 735/19</i></p> <p>Sprawa jest na etapie I instancji. Energa Obrót złożyła odpowiedź na pozew. W dniu 31 stycznia 2020 roku odbyło się posiedzenie przygotowawcze. W dniach 13-14 lipca 2020 roku odbyły się rozprawy. W dniu 17 sierpnia 2020 roku sąd wydał wyrok uwzględniający powództwo Zonda.</p>

**Elektrownia Wiatrowa EOL
sp. z o.o. (powód); Energa
Obrót (pozwany)**

Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 740/19

W dniu 20 sierpnia 2019 roku Elektrownia Wiatrowa EOL wniosła do pozwu o zapłatę przez Energa Obrót kar umownych z tytułu niewykonywania CPA.

Sprawa jest na etapie I instancji. Energa Obrót złożyła odpowiedź na pozw. Postępowanie obecnie jest zawieszono.

7.4. Zatrudnienie

Łączne zatrudnienie w ramach umów o pracę w Grupie Energa na dzień 30 września 2020 roku wyniosło 9 805 pracowników, podczas gdy na koniec ubiegłego roku kształtowało się na poziomie 9 957 pracowników. Główną przyczyną zmian w poziomie zatrudnienia w tym okresie była rotacja naturalna, w tym odejścia pracowników na emeryturę oraz optymalizacja procesów.

7.5. Spory zbiorowe i zwolnienia grupowe

Zwolnienia grupowe

W III kw. 2020 roku w spółkach Grupy nie przeprowadzono zwolnień grupowych, w rozumieniu Ustawy z dnia 13 marca 2003 roku o szczególnych zasadach rozwiązywania z pracownikami stosunków pracy z przyczyn niedotyczących pracowników.

Spory zbiorowe

W III kw. 2020 roku kontynuowane były w Grupie Energa dwa spory zbiorowe, które znajdują się obecnie na etapie mediacji.

Spór zbiorowy powstały pomiędzy Energa Elektrownie Ostrołęka SA (EEO) a organizacjami związkowymi Związku Zawodowego Energetyków i Związku Zawodowego Pracowników Ruchu Ciągłego, w związku z żądaniami zgłoszonymi w dniu 22 sierpnia 2017 roku oraz w dniu 8 września 2017 roku, dotyczący zawarcia umowy społecznej dla pracowników EEO.

Spór zbiorowy powstały pomiędzy Energa Elektrownie Ostrołęka SA a organizacjami związkowymi Związku Zawodowego Energetyków, Związku Zawodowego Pracowników Ruchu Ciągłego, Związku Zawodowego Inżynierów i Techników w związku z żądaniami zgłoszonymi pismem z dnia 7 lutego 2019 roku, dotyczący wprowadzenia w Enerdze Elektrowniach Ostrołęka SA Pracowniczych Programów Emerytalnych począwszy od 1 stycznia 2019 roku.

Gdańsk, 5 listopada 2020 roku

Podpisy Członków Zarządu Energi SA

Jacek Goliński
Prezes Zarządu Energi SA

Marek Kasicki
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Finansowych

Adrianna 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 za 9 miesiące 2020 roku	8
Tabela 2: Skonsolidowane sprawozdanie z zysków lub strat (mln zł)	12
Tabela 3: Poziom EBITDA skorygowany o wpływ istotnych zdarzeń jednorazowych (mln zł)	14
Tabela 4: Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł)	15
Tabela 5: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)	17
Tabela 6: Wskaźniki finansowe Grupy Energa	18
Tabela 7: Wyniki EBITDA Grupy Energa w podziale na Linie Biznesowe (mln zł)	22
Tabela 8: Dystrybucja energii elektrycznej wg grup taryfowych (GWh)	22
Tabela 9: Wielkości wskaźników SAIDI i SAIFI	23
Tabela 10: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)	23
Tabela 11: Produkcja energii elektrycznej brutto w Grupie Energa (GWh)	25
Tabela 12: Produkcja ciepła (TJ)	25
Tabela 13: Wolumen i koszt* zużycia kluczowych paliw*	26
Tabela 14: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa (mln zł)	26
Tabela 15: EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie w podziale na Obszary Wytwarzania (mln zł)	27
Tabela 16: Wyniki Obszaru Wytwarzania Woda (mln zł)	28
Tabela 17: Wyniki Obszaru Wytwarzania Wiatr (mln zł)	28
Tabela 18: Wyniki Obszaru Wytwarzania Elektrownia w Ostrołęce (mln zł)	29
Tabela 19: Wyniki Obszaru Wytwarzania Pozostałe i korekty (mln zł)	29
Tabela 20: Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż (GWh)	29
Tabela 21: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż Grupy Energa (mln zł)	30
Tabela 22: Średnie poziomy cen zielonych praw majątkowych notowanych na Towarowej Gieldzie Energii	38
Tabela 23: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę	40
Tabela 24: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę	40
Tabela 25: Akcje Spółki według serii i rodzajów na dzień 30 września 2020 roku	43
Tabela 26: Struktura akcjonariatu Spółki Energa według stanu na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania	43
Tabela 27: Dane dotyczące akcji Spółki Energa na dzień 30 września 2020 roku	43
Tabela 28: Nominalna wartość objętych przez Energa SA i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów według stanu na dzień 30 września 2020 roku (mln zł)	46
Tabela 29: Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	47

Spis rysunków

Rysunek 1: EBITDA bridge w podziale na Linie Biznesowe (w mln zł)	13
Rysunek 2: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)	17
Rysunek 3: Struktura aktywów i pasywów	18
Rysunek 4: Czynniki wpływu na wyniki Grupy Energa w perspektywie kolejnego kwartału	20
Rysunek 5: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja Grupy Energa (w mln zł)	23
Rysunek 6: EBITDA bridge Linii Biznesowej Dystrybucja (w mln zł)	24
Rysunek 7: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa (w mln zł)	26
Rysunek 8: EBITDA bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie (w mln zł)	27
Rysunek 9: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż Grupy Energa (w mln zł)	30
Rysunek 10: EBITDA bridge Linii Biznesowej Sprzedaż (w mln zł)	31
Rysunek 11: Roczna dynamika PKB, popytu krajowego, spożycia indywidualnego i inwestycji	33
Rysunek 12: Produkcja energii elektrycznej w Polsce po 3 kwartałach 2020 roku (TWh)	35
Rysunek 13: Zużycie energii elektrycznej w Polsce po 3 kwartałach 2020 roku (TWh)	35
Rysunek 14: Miesięczne wolumeny wymiany międzysystemowej w Polsce po 3 kwartałach 2020 roku (TWh)	36
Rysunek 15: Ceny energii na rynku SPOT w Polsce i wybranych krajach sąsiadujących po 3 kwartałach 2020 roku (cena (PLN/MWh))	36
Rysunek 16: Indeks TGeBase po 3 kwartałach 2020 roku (PLN/MWh)	37
Rysunek 17: Cena kontraktu terminowego pasmo z dostawą na 2021 rok po 3 kwartałach 2020 roku	37
Rysunek 18: Ceny uprawnień EUA po 3 kwartałach 2020 roku (euro/tona)	38
Rysunek 19: Zestawienie cen na rynku bilansującym i rynku SPOT (gielda) po 3 kwartałach (PLN/MWh)	39
Rysunek 20: Zestawienie cen na rynku bilansującym i rynku SPOT (gielda) po 3 kwartałach 2020 roku	39
Rysunek 21: Zmiana kursu akcji Energi SA w porównaniu do zmian indeksów WIG, WIG30 i WIG-ENERGIA	44

Słownik skrótów i pojęć

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

PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie, wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000197596; spółka wyznaczona decyzją Prezesa URE Nr DPE-47-58(5)/4988/2007/BT z dnia 24 grudnia 2007 roku na Operatora Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od dnia 1 stycznia 2008 roku do dnia 1 lipca 2014 roku
r/r	Rok do roku
SAIDI (ang. <i>System Average Interruption Duration Index</i>)	Systemowy wskaźnik średniego (przeciętnego) rocznego czasu trwania przerw
SAIFI (ang. <i>System Average Interruption Frequency Index</i>)	Systemowy wskaźnik średniej liczby (częstości) trwania przerw na osobę
SPOT	Rynek dnia następnego (RDN) - rynek energii działający w przedziale czasu „dnia następnego” (DN) zapewniający dostawę energii w dniu D
Świadectwo pochodzenia z kogeneracji	Dokument wydawany przez Prezesa URE zgodnie z art. 91 Prawa Energetycznego, potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji wytwarzanej w: (i) jednostce kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW (tzw. żółty certyfikat), (ii) jednostce kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (tzw. fioletowy certyfikat), albo (iii) w innej jednostce kogeneracji (tzw. czerwony certyfikat)
Świadectwo pochodzenia ze źródeł odnawialnych, zielony certyfikat	Dokument wydawany przez Prezesa URE zgodnie z art. 9e Prawa Energetycznego, potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii (tzw. zielony certyfikat)
Taryfa G	Grupa taryfowa dla odbiorców indywidualnych - gospodarstw domowych
Towarowa Giełda Energii, TGE	Towarowa Giełda Energii SA, giełda towarowa na której przedmiotem obrotu są towary giełdowe dopuszczone do obrotu na giełdzie, tj. energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, gaz wydobywczy, limity wielkości emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od ceny energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń
TPA (ang. <i>Third Party Access</i>)	Zasada oznaczająca możliwość korzystania z sieci energetycznej przedsiębiorstwa sieciowego bez obowiązku kupowania od niego energii elektrycznej
TWh	Terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI, 1 TWh to 10 ⁹ kWh
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WACC (ang. <i>weighted average cost of capital</i>)	Średni ważony koszt kapitału
WIBOR (ang. <i>Warsaw Interbank Offered Rate</i>)	Międzybankowa stopa procentowa
WRA	Wartość Regulacyjna Aktywów
Współspalanie	Wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w oparciu o proces wspólnego, jednoczesnego, przeprowadzanego w jednym urządzeniu spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami; część energii wyprodukowanej w powyższy sposób może być uznana za energię wytworzoną w odnawialnym źródle energii