

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU

z działalności Grupy Kapitałowej PGE
za okres 3 i 9 miesięcy

zakończony dnia 30 września 2022 roku



Prowadzimy w zielonej zmianie

SPIS TREŚCI

| | | |
|-----------|---|------------|
| 1. | Grupa Kapitałowa PGE | 4 |
| 1.1. | <i>Charakterystyka działalności</i> | 4 |
| 2. | Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe | 6 |
| 2.1. | <i>Otoczenie makroekonomiczne</i> | 6 |
| 2.2. | <i>Otoczenie rynkowe</i> | 8 |
| 2.3. | <i>Przydział darmowych uprawnień do emisji CO₂</i> | 16 |
| 2.4. | <i>Otoczenie regulacyjne</i> | 18 |
| 3. | Działalność Grupy Kapitałowej PGE | 38 |
| 3.1. | <i>Podstawowe segmenty działalności GK PGE</i> | 38 |
| 3.2. | <i>Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE</i> | 39 |
| 3.3. | <i>Charakterystyka segmentów działalności</i> | 46 |
| 3.4. | <i>Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym</i> | 78 |
| 4. | Pozostałe elementy Sprawozdania | 100 |
| 4.1. | <i>Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej</i> | 100 |
| 4.2. | <i>Publikacja prognoz wyników finansowych</i> | 110 |
| 4.3. | <i>Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych</i> | 110 |
| 4.4. | <i>Istotne pozycje pozabilansowe</i> | 111 |
| 5. | Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego | 112 |
| 6. | Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu | 113 |
| | Słowniczek pojęć branżowych | 114 |

| Kluczowe dane finansowe | Jedn. | III kw. 2022 | III kw. 2021 | Zmiana % | I-III kw. 2022 | I-III kw. 2021 | Zmiana % |
|--|---------|--------------|--------------|----------|----------------|----------------|----------|
| Przychody ze sprzedaży | mln PLN | 19 355 | 10 942 | 77% | 51 980 | 32 892 | 58% |
| Zysk z działalności operacyjnej (EBIT) | mln PLN | 805 | 972 | -17% | 5 059 | 4 130 | 22% |
| Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA) | mln PLN | 1 926 | 2 110 | -9% | 8 318 | 7 364 | 13% |
| Marża EBITDA | % | 10% | 19% | | 16% | 22% | |
| Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację skorygowany o zdarzenia jednorazowe i przejściowe (EBITDA powtarzalna) | mln PLN | 2 328 | 1 941 | 20% | 6 540 | 6 160 | 6% |
| Marża EBITDA powtarzalna | % | 12% | 18% | | 13% | 19% | |
| Zysk netto | mln PLN | 621 | 545 | 14% | 3 926 | 3 264 | 20% |
| Nakłady inwestycyjne | mln PLN | 1 990 | 822 | 142% | 3 834 | 3 069 | 25% |
| Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej | mln PLN | 3 536 | 4 515 | -22% | 8 529 | 7 805 | 9% |
| Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej | mln PLN | -1 922 | -978 | 97% | -4 642 | -3 054 | 52% |
| Środki pieniężne netto z działalności finansowej | mln PLN | -751 | -689 | 9% | 1 177 | -677 | - |

| Kluczowe dane finansowe | | Stan na dzień 30 września 2022 roku | Stan na dzień 31 grudnia 2021 roku | Zmiana % |
|---|----------------|-------------------------------------|------------------------------------|----------|
| Kapitał obrotowy | mln PLN | 4 435 | 917 | 384% |
| Zadłużenie netto | mln PLN | -1 837¹ | 4 228 | - |
| Zadłużenie netto /LTM EBITDA ² raportowana | x | -0,18 | 0,44 | |
| Zadłużenie netto /LTM EBITDA ² powtarzalna | x | -0,22 | 0,52 | |

| Zdarzenia jednorazowe i przejściowe mające wpływ na EBITDA | | III kw. 2022 | III kw. 2021 | Zmiana % | I-III kw. 2022 | I-III kw. 2021 | Zmiana % |
|--|----------------|-------------------|-------------------|----------|----------------|----------------|------------|
| Zmiana rezerwy rekultywacyjnej | mln PLN | -422 ³ | -508 ⁴ | -17% | 1 738 | 424 | 310% |
| Rozwiązanie rezerwy na prosumentów | mln PLN | 19 | 0 | - | 56 | 0 | - |
| Rekompensaty KDT | mln PLN | 1 | 1 | 0% | 3 | 5 | -40% |
| Zmiana rezerwy aktuarialnej | mln PLN | 0 | 35 | - | -19 | 52 | - |
| Rozwiązanie rezerwy - Program Dobrowolnych Odejść | mln PLN | 0 | 0 | - | 0 | 11 | - |
| Zdarzenia przejściowe - rolowanie transakcji zabezpieczających cenę uprawnień do emisji CO ₂ ⁵ | mln PLN | 0 | 641 | - | 0 | 712 | - |
| Razem | mln PLN | -402 | 169 | - | 1 778 | 1 204 | 48% |

¹Szacunkowy poziom ekonomicznego zadłużenia finansowego netto (uwzględniającego przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO₂) wynosi 11 140 mln PLN.

²LTM EBITDA - EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego.

³W tym efekt zmiany stopy dyskonta -249 mln PLN oraz efekt zmiany założeń technicznych -173 mln PLN.

⁴W tym efekt zmiany założeń technicznych -1 069 mln PLN oraz efekt zmiany stopy dyskonta +561 mln PLN.

⁵Efekt zamiany kontraktów EUA DEC 21 na EUA JAN 22 bez wpływu na wyniki pełnego roku sprawozdawczego. Efekt powiększający wynik za okres od I do III kwartału 2021 roku został odwrócony w IV kwartale 2021 roku.

1. Grupa Kapitałowa PGE

1.1. Charakterystyka działalności

Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (GK PGE, Grupa Kapitałowa PGE, Grupa Kapitałowa, Grupa PGE, Grupa) jest największym zintegrowanym pionowo producentem energii elektrycznej oraz ciepła w Polsce. Dzięki połączeniu własnej bazy surowcowej, wytwarzania energii elektrycznej oraz sieci dystrybucyjnej Grupa PGE gwarantuje bezpieczne i niezawodne dostawy energii elektrycznej do ponad 5 milionów gospodarstw domowych, przedsiębiorstw i instytucji. Ponadto, Grupa PGE jest największym wytwórcą ciepła w kraju.

Podmiotem dominującym GK PGE jest PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (także jako PGE S.A., PGE, Spółka). Działalność Grupy Kapitałowej PGE jest zorganizowana w siedmiu segmentach operacyjnych:



ENERGETYKA KONWENCJONALNA

Przedmiotem działalności segmentu jest wydobywanie węgla brunatnego oraz wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach konwencjonalnych.



CIEPŁOWNICTWO

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach kogeneracyjnych oraz przesył i dystrybucja ciepła.



ENERGETYKA ODNAWIALNA

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych i w elektrowniach szczytowo-pompowych oraz świadczenie usług systemowych.



OBRÓT

Przedmiotem działalności segmentu jest hurtowy obrót energią elektryczną na rynku krajowym i zagranicznym, sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych, obrót uprawnieniami do emisji CO₂, prawami majątkowymi i paliwami oraz świadczenie usług Centrum Korporacyjnego na rzecz spółek z Grupy PGE.



DYSTRYBUCJA

Przedmiotem działalności segmentu jest świadczenie usług dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych za pomocą sieci i urządzeń elektroenergetycznych wysokich, średnich i niskich napięć.



GOSPODARKA OBIEGU ZAMKNIĘTEGO

Przedmiotem działalności segmentu jest zapewnienie kompleksowej obsługi w zakresie zarządzania ubocznymi produktami spalania (UPS), świadczenie usług w obszarach pomocniczych dla wytwórców energii elektrycznej i ciepła oraz dostaw materiałów na bazie UPS.



POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

Przedmiotem działalności jest świadczenie usług przez spółki zależne na rzecz Grupy Kapitałowej PGE, m.in. organizacja pozyskiwania finansowania w formie euroobligacji (PGE Sweden), świadczenie usług informatycznych, księgowo-kadrowych, transportowych oraz inwestycje w start-up'y.

Dodatkowo w ramach segmentu funkcjonują spółki odpowiedzialne za budowę bloków gazowo-parowych w Gryfinie (PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.), nowej jednostki niskoemisyjnej w Rybniku (Rybnik 2050 sp. z o.o.) oraz pozostałe spółki projektowe Grupy.

Skład Grupy Kapitałowej PGE został opisany w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

2. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

2.1. Otoczenie makroekonomiczne

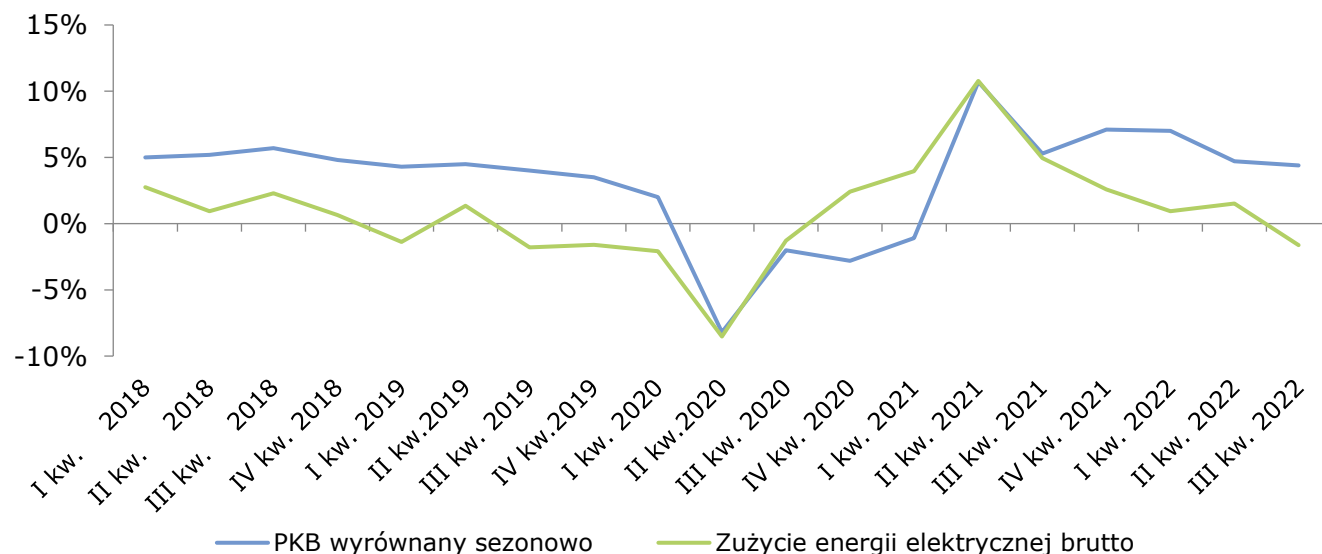
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w UE i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe Grupy wpływ ma zarówno sytuacja w poszczególnych segmentach gospodarki, jak i na rynkach finansowych, które determinują warunki pozyskiwania przez Grupę PGE finansowania dłużnego.

Co do zasady, w Polsce istnieje historyczna korelacja pomiędzy zmianą zapotrzebowania na energię elektryczną a zmianą tempa wzrostu gospodarczego. Biorąc pod uwagę pozycję Grupy PGE na polskim rynku wytwarzania oraz istotny udział w rynku sprzedaży energii elektrycznej oraz jej dystrybucji, zmiany w zakresie poziomu zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło mogą znacząco wpływać na wyniki Grupy.

W III kwartale 2022 roku odnotowano spadek zużycia energii elektrycznej brutto o ok. 1,6% r/r. Stanowi to odwrócenie trendu wzrostowego zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce zapoczątkowanego w I kwartale 2021 roku. Jednocześnie wzrost zapotrzebowania od początku 2022 roku był niższy niż wzrost zapotrzebowania w analogicznym okresie 2021 roku (kiedy wyniósł 6,38% r/r) i wyniósł 0,28% r/r, przede wszystkim z uwagi na wyższe temperatury powietrza o ponad 9% r/r w okresie styczeń-wrzesień 2022 roku.

W 2022 rok polska gospodarka weszła rozpędzona a pozytywne tendencje utrzymywały się przez większość I kwartału. Agresja Rosji na Ukrainę 24 lutego 2022 roku spowodowała, że polska gospodarka odczuwała negatywne konsekwencje wynikające m.in. z ograniczeń w łańcuchach dostaw. Korzystny wpływ na wynik PKB w I kwartale 2022 roku miał przede wszystkim bardzo dobry gospodarczo początek 2022 roku. Jak podał GUS wzrost PKB Polski w I kwartale 2022 roku wyniósł 9% r/r, co stanowi poprawę sytuacji względem I kwartału 2021 roku, kiedy obserwowano spadek PKB o 1% r/r. W II kwartale 2022 roku polska gospodarka nieco wyhamowała a PKB wyniósł 4,5%. Osłabienie związane jest przede wszystkim z niższym wzrostem wydatków konsumenckich, spowolnieniem w budownictwie i stagnacją w handlu detalicznym. W III kwartale 2022 roku PKB wyrównany sezonowo (w cenach stałych przy roku odniesienia 2015) wzrósł realnie o 0,9% w porównaniu z poprzednim kwartałem i był wyższy niż przed rokiem o 4,4%, co oznacza że mamy do czynienia ze spowolnieniem gospodarczym. Mimo to Polsce udało się uniknąć tzw. recesji technicznej, o której można mówić w przypadku gdy dwa kwartały z rzędu jest spadek PKB.

Wykres: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo oraz krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.

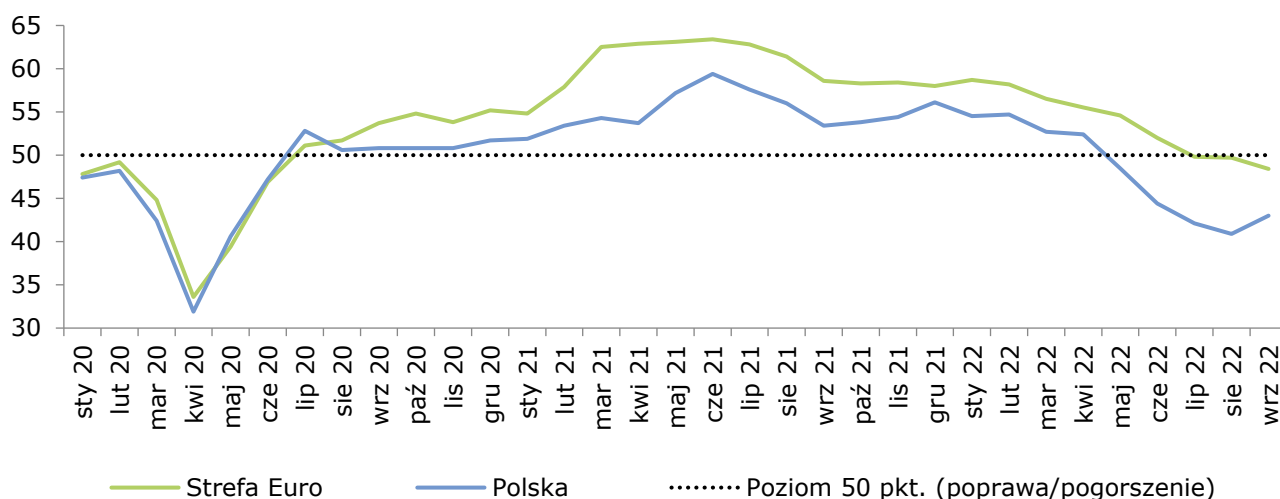


Źródło: GUS, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.)

Wskaźnik Purchasing Managers' Index (PMI) odzwierciedla negatywny wpływ agresji Rosji na Ukrainę. Narastające napięcia geopolityczne i rosnąca inflacja doprowadziły do spadku nowych zamówień i produkcji

przemysłowej, co przełożyło się na spadek optymizmu biznesowego widoczny w okresie od stycznia do sierpnia 2022 roku. We wrześniu 2022 roku wskaźnik PMI dla polskiego przemysłu odnotował niewielki wzrost, jednak w dalszym ciągu utrzymał się poniżej poziomu 50,0 pkt. Wynik poniżej poziomu 50,0 pkt. oznacza, iż ankietowani menadżerowie nie oczekują poprawy sytuacji sektora. Ankietowane firmy zaraportowały niesprzyjające warunki rynkowe, wiążące się z niepewnością oraz presją budżetową, wywołaną wysoką inflacją. Z podobnych przyczyn osłabł też eksport - popyt na polskie wyroby spadł głównie w Niemczech. Wybuch wojny wpłynął destabilizująco na sytuację w polskim sektorze przemysłowym. Produkcja i nowe zamówienia spadły, handel z krajami zza wschodniej granicy został mocno ograniczony. Na sytuację polskiego przemysłu negatywnie również wpływały rosnące ceny paliw i energii, niekorzystne zmiany kursów walut oraz inflacja kosztowa. Przełożyło się to na spadek średniego PMI dla okresu styczeń-wrzesień 2022 roku o blisko 13% względem analogicznego okresu w 2021 roku, do poziomu średnio 48,1 pkt. Na polski przemysł wpływa również kondycja przemysłu Strefy Euro, gdzie wskaźnik PMI w okresie styczeń-wrzesień 2022 roku spadł o blisko 12% r/r i wyniósł średnio 53,7 pkt. Również w Strefie Euro rosnąca po pandemii COVID-19 aktywność ekonomiczna z początku 2022 roku została częściowo zablokowana przez agresję Rosji na Ukrainę, co zostało odzwierciedlone przez utrzymujący się trend spadkowy wskaźnika PMI: od poziomu 58,7 w styczniu 2022 roku do poziomu 48,4 pkt. we wrześniu 2022 roku. Pesymistyczne nastroje przedsiębiorców wynikają przede wszystkim z przerwanych łańcuchów dostaw i ograniczenia rynku zbytu oraz wysokich cen paliw i energii elektrycznej.

Wykres: Wskaźnik PMI dla przemysłu w Polsce i Strefie Euro (w punktach).



Źródło: Markit Economics

Wartość produkcji sprzedanej przemysłu była we wrześniu 2022 roku wyższa o 9,8% zarówno w porównaniu z sierpniem 2022 roku, jak również w porównaniu z wrześniem 2021 roku, kiedy notowano wzrost o 8,7% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. W okresie styczeń – wrzesień 2022 roku produkcja sprzedana przemysłu była o 12,3% wyższa w porównaniu z analogicznym okresem 2021 roku. Ogólnie dobry wynik dla okresu styczeń-wrzesień 2022 roku spowodowany jest przede wszystkim odwróceniem trendu spadkowego wartości produkcji sprzedanej w III kwartale 2022 roku. W porównaniu do września ubiegłego roku we wrześniu 2022 roku, wzrosła produkcja dóbr inwestycyjnych (o 29,1%), dóbr konsumpcyjnych nietrwałych (o 9,1%) oraz dóbr zaopatrzeniowych (o 6,9%), spadła natomiast produkcja dóbr konsumpcyjnych trwałych (o 4,9%) i dóbr związanych z energią (o 0,9%).

2.2. Otoczenie rynkowe

SYTUACJA W KRAJOWYM SYSTEMIE ENERGETYCZNYM

Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (TWh).

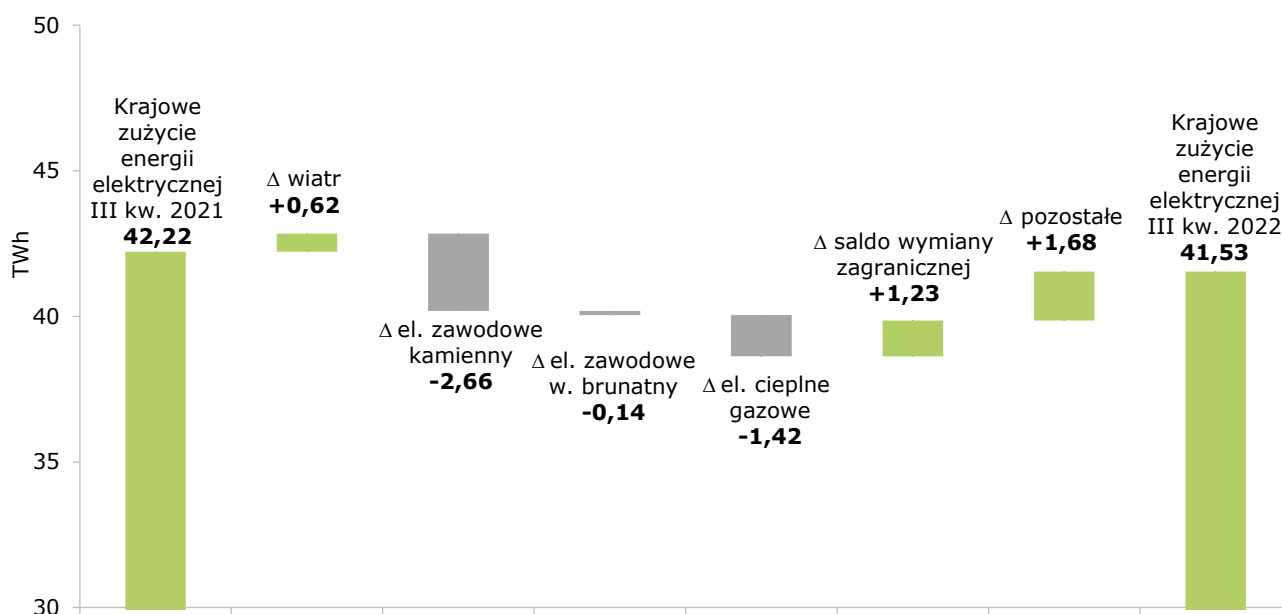
| | III kw. 2022 | III kw. 2021 | Zmiana % | I-III kw. 2022 | I-III kw. 2021 | Zmiana % |
|---|--------------|--------------|------------|----------------|----------------|-----------|
| Krajowe zużycie energii elektrycznej, w tym: | 41,53 | 42,22 | -2% | 128,94 | 128,58 | 0% |
| Elektrownie wiatrowe | 3,12 | 2,50 | 25% | 13,57 | 9,26 | 47% |
| Elektrownie zawodowe ciepłe na węglu kamiennym | 20,59 | 23,25 | -11% | 63,78 | 67,95 | -6% |
| Elektrownie zawodowe ciepłe na węglu brunatnym | 11,89 | 12,03 | -1% | 35,55 | 33,24 | 7% |
| Elektrownie zawodowe ciepłe gazowe | 1,66 | 3,08 | -46% | 7,28 | 9,51 | -23% |
| Saldo wymiany zagranicznej | 0,21 | -1,02 | - | -1,50 | 2,25 | - |
| Pozostałe (wodne, inne odnawialne) | 4,06 | 2,38 | 71% | 10,26 | 6,37 | 61% |

Źródło: Na podstawie danych PSE S.A.

III KWARTAŁ 2022 ROKU

W III kwartale 2022 roku krajowe zużycie energii elektrycznej zmniejszyło się o 0,7 TWh w porównaniu z okresem bazowym przede wszystkim z powodu wyhamowania gospodarki w związku z trwającym konfliktem w Ukrainie oraz z powodu wyższych średnich dobowych temperatur r/r. Na skutek wzrostu mocy zainstalowanej oraz korzystniejszych warunków wietrznych, generacja wiatrowa wzrosła o 0,6 TWh w porównaniu do analogicznego okresu w ubiegłym roku. W III kwartale 2022 roku Polska była per saldo importerm energii, natomiast w III kwartale ubiegłego roku eksporterem netto energii (zmiana o +1,2 TWh). Odnotowano spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (-2,7 TWh) z uwagi na zakłócenia w dostawach węgla do Europy oraz produkcji energii w zawodowych elektrowniach opalanych węglem brunatnym (-0,1 TWh) z powodu wyższej generacji z odnawialnych źródeł energii (OZE). Dodatkowo istotne wzrosty ceny paliwa spowodowały znaczące zmniejszenie generacji w oparciu o gaz ziemny (-1,4 TWh).

Wykres: Bilans energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) – III kwartał 2022 roku (TWh).

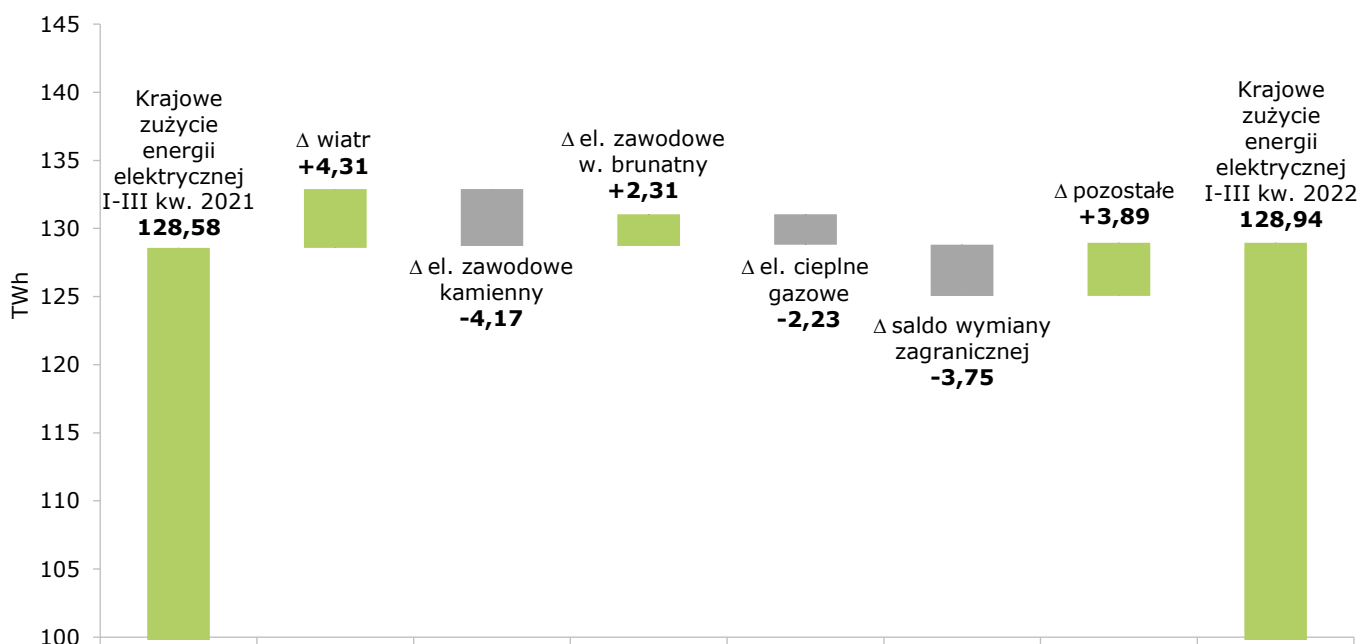


Źródło: Opracowane własne na podstawie danych PSE S.A.

I-III KWARTAŁ 2022 ROKU

W ujęciu narastającym krajowe zapotrzebowanie na energię zwiększyło się nieznacznie w porównaniu z okresem bazowym (+0,4 TWh). Odnotowano znacząco wyższą generację wiatrową - wzrost o 4,3 TWh r/r. Na skutek różnicy cen na połączeniach transgranicznych, import netto zmniejszył się o 3,8 TWh w porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku. Dodatkowo, w związku z niższą generacją z elektrowni opalanych węglem kamiennym (-4,2 TWh), do zbilansowania systemu energetycznego potrzebna była wyższa produkcja energii w zawodowych elektrowniach opalanych węglem brunatnym (+2,3 TWh). Odnotowano również wyższy poziom generacji w pozostałych jednostkach (+3,9 TWh), głównie z powodu wyższej produkcji energii z elektrowni fotowoltaicznych.

Wykres: Bilans energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) – I-III kwartał 2022 roku (TWh).



Źródło: Opracowane własne na podstawie danych PSE S.A.

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK KRAJOWY

RYNEK DNIA NASTĘPNEGO (RDN)

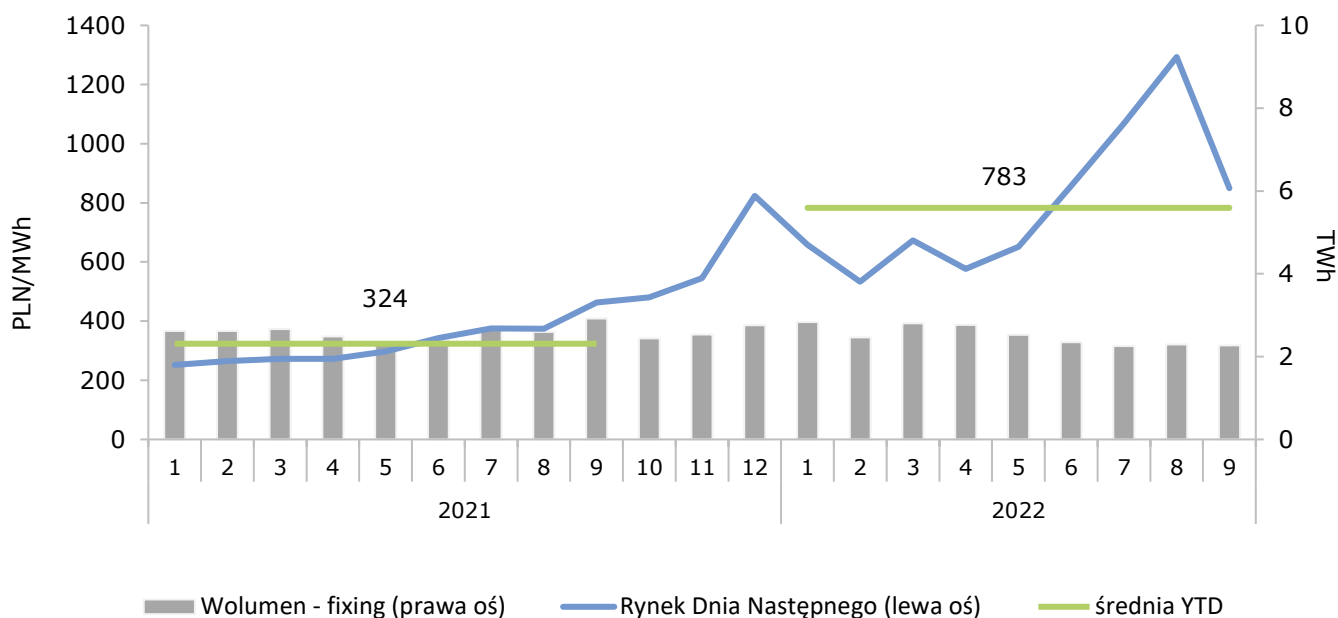
| Rynek/miara | Jedn. | III kw. 2022 | III kw. 2021 | Zmiana % | I-III kw. 2022 | I-III kw. 2021 | Zmiana % |
|----------------------|---------|--------------|--------------|----------|----------------|----------------|----------|
| RDN – średnia cena | PLN/MWh | 1 072 | 404 | 165% | 783 | 324 | 142% |
| RDN – wolumen obrotu | TWh | 6,82 | 8,21 | -17% | 22,56 | 23,33 | -3% |

ANALIZA – WYBRANE CZYNNIKI CENOTWÓRCZE WPŁYWAJĄCE NA NOTOWANIA RDN

| Czynnik | Jedn. | III kw. 2022 | III kw. 2021 | Zmiana % | I-III kw. 2022 | I-III kw. 2021 | Zmiana % |
|---|--------|--------------|--------------|----------|----------------|----------------|----------|
| Uprawnienia CO ₂ | EUR/t | 79,36 | 57,18 | 39% | 81,77 | 49,02 | 67% |
| Węgiel kamienny PSCMI-1 | PLN/GJ | 25,30 | 11,44 | 121% | 17,94 | 11,44 | 57% |
| Generacja wiatrowa KSE | TWh | 3,12 | 2,50 | 25% | 13,57 | 9,26 | 47% |
| Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE | % | 8% | 6% | | 11% | 7% | |
| Wskaźnik: wymiana zagraniczna/zużycie KSE | % | 1% | - | | - | 2% | |

W trzech kwartałach 2022 roku średnia cena energii na Rynku Dnia Następnego (RDN) wyniosła 783 PLN/MWh i była o 142% wyższa od średniej ceny (324 PLN/MWh) notowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Do wzrostu cen przyczyniło się wyższe o 0,4 TWh, w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego, zapotrzebowanie na energię elektryczną, wyższy koszt uprawnień do emisji CO₂, wyższe ceny surowców i znacząco ograniczona ich podaż, co jest powiązane z trwającą wojną w Ukrainie.

Wykres: Średnie miesięczne notowania na Rynku Dnia Następnego w latach 2021–2022 (TGE).¹



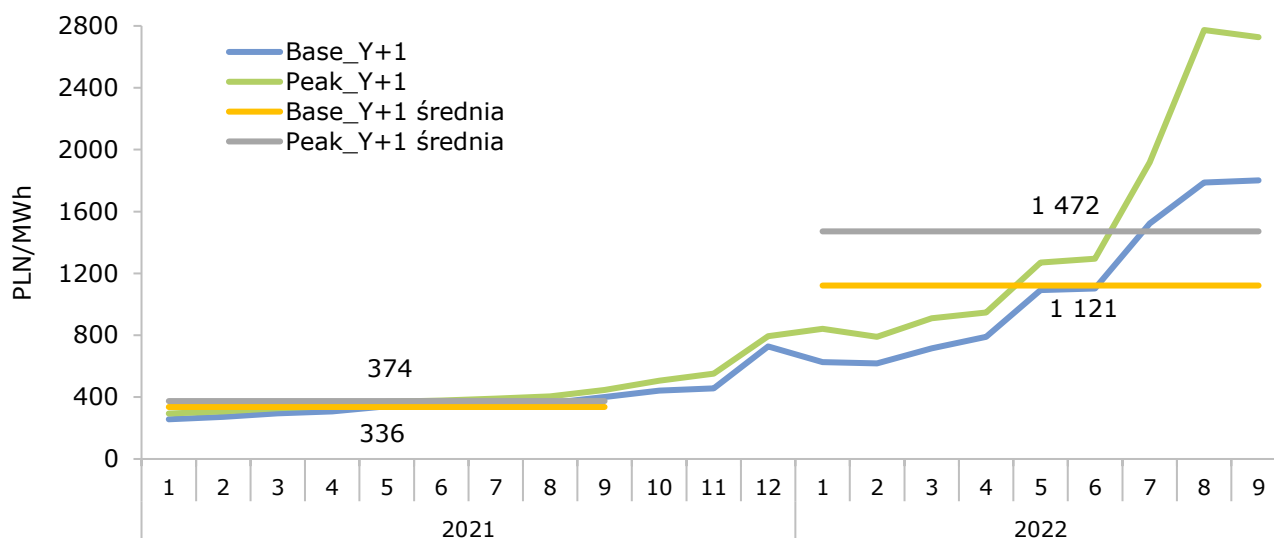
¹Średniomiesięczny poziom cen RDN obliczony w oparciu o notowania godzinowe (fixing).

RYNEK TRANSAKCJI TERMINOWYCH (RTT)

| Rynek/miara | Jedn. | III kw. 2022 | III kw. 2021 | Zmiana % | I-III kw. 2022 | I-III kw. 2021 | Zmiana % |
|----------------------------|---------|--------------|--------------|----------|----------------|----------------|----------|
| BASE Y+1 – średnia cena | PLN/MWh | 1 699 | 375 | 353% | 1 121 | 336 | 234% |
| BASE Y+1 – wolumen obrotu | TWh | 17,88 | 30,95 | -42% | 52,14 | 76,09 | -31% |
| PEAK5 Y+1 – średnia cena | PLN/MWh | 2 498 | 418 | 498% | 1 472 | 374 | 294% |
| PEAK5 Y+1 – wolumen obrotu | TWh | 1,53 | 3,60 | -58% | 4,94 | 8,90 | -44% |

Ceny energii na RTT kształtowane są przez podobny zestaw czynników fundamentalnych, jak ceny na RDN, opisane powyżej. Głównym czynnikiem wzrostu cen była znacząco ograniczona podaż, co było powiązane z niższą dostępnością węgla kamiennego. Ważnym czynnikiem był również wysoki wzrost cen uprawnień do emisji CO₂.

Wykres: Średnie miesięczne notowania na RTT w latach 2021–2022 (TGE).¹

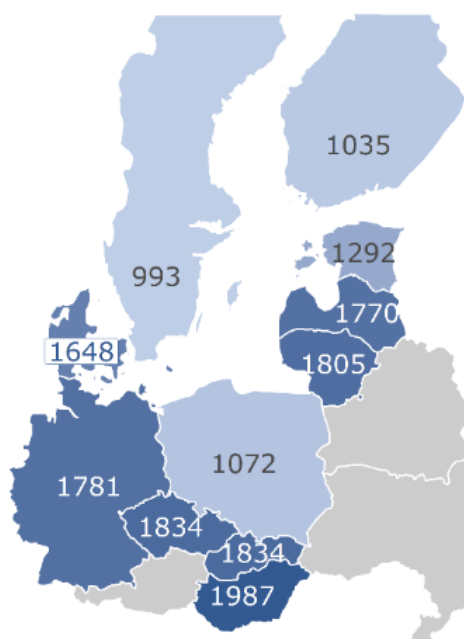


¹Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następnny (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK MIĘDZYNARODOWY

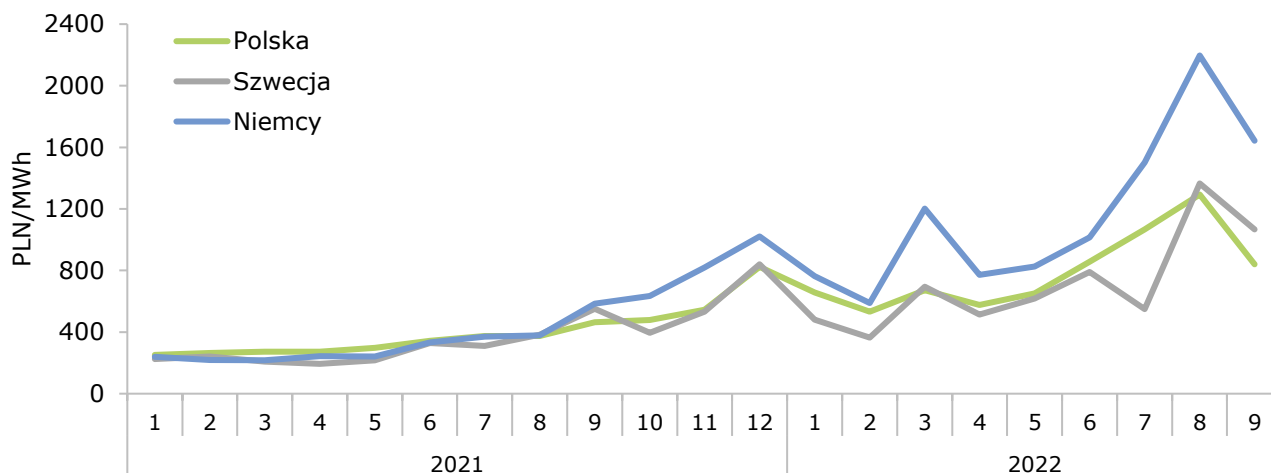
RYNEK HURTOWY (PORÓWNANIE RYNKÓW DNIA NASTĘPNEGO)

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w III kwartale 2022 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,74).



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

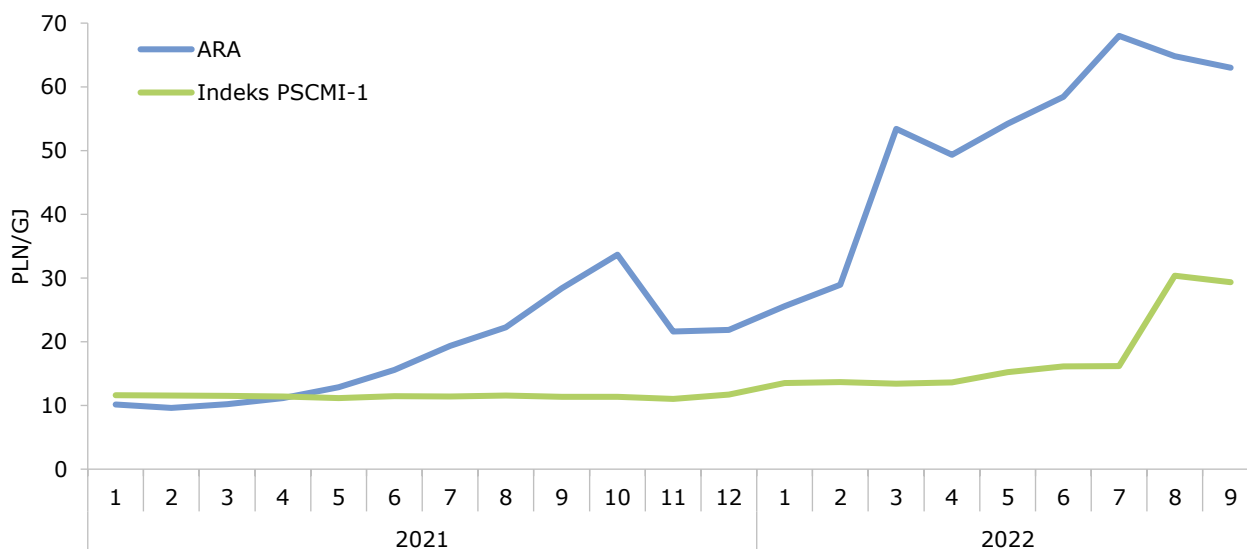
Wykres: Ceny energii na Rynku Dnia Następnego.



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

W III kwartale 2022 roku wzrost cen r/r na rynkach ościennych kształtował się w przedziale 579-1 472 PLN/MWh (tj. ok. 140-302%), podczas gdy w Polsce średni poziom cen był wyższy o 668 PLN/MWh r/r (ok. 165%). Niska korelacja cen energii wynika z różnic w miksie technologicznym (udział odnawialnych źródeł energii) oraz z sytuacji na rynkach produktów powiązanych. Rozpiętość cenowa pomiędzy Polską a sąsiadującymi państwami wynika również z różnic w realizowanych cenach węgla w kraju i za granicą. Cena węgla kamiennego w portach ARA wzrosła o 234% r/r, podczas gdy krajowy indeks cen miałówek energetycznych PSCMI-1 wzrósł w tym samym czasie o 121%.

Wykres: Indeksy węglowe ARA vs PSCMI-1¹.

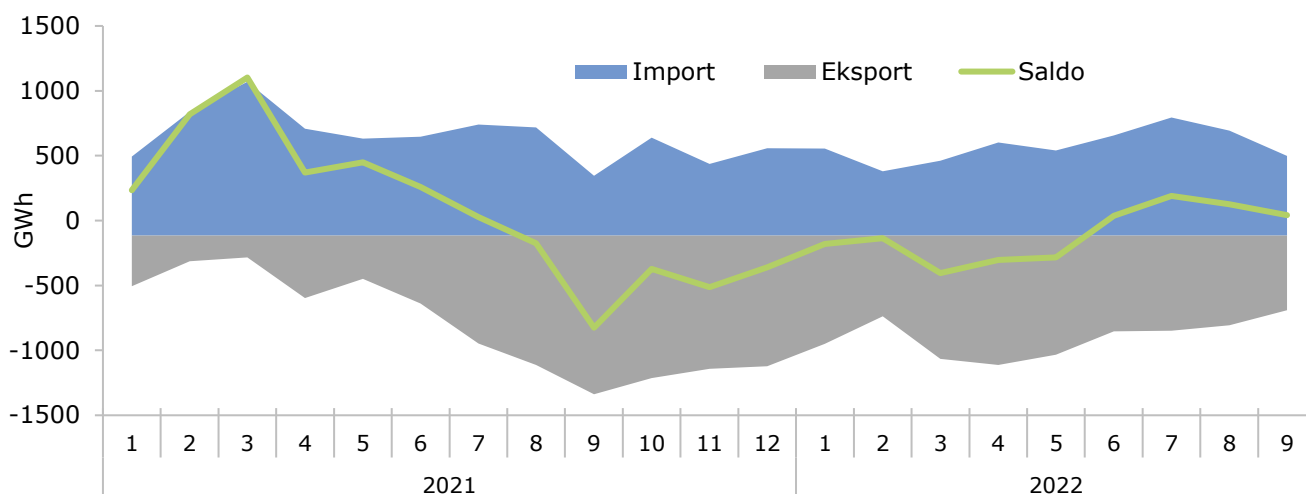


Źródło: ARP, Bloomberg (API21MON OECM Index), opracowanie własne.

¹ Porównanie ma charakter ilustracyjny. Indeksy ARA i PSCMI-1 różnią się metodologią: m.in. indeks ARA zawiera koszty ubezpieczenia i dostawy. PSCMI-1 – jest indeksem typu loco kopalnia, bez kosztów ubezpieczenia oraz kosztów dostawy. Inne są także standardy kaloryczności (ARA – 25,12 GJ/t vs. kaloryczność PSCMI-1 w przedziale 20-24 GJ/t). Ilustracja ma na celu porównanie trendu a nie absolutnego poziomu. Na potrzeby ilustracji indeks ARA przeliczony z USD/t na PLN/GJ.

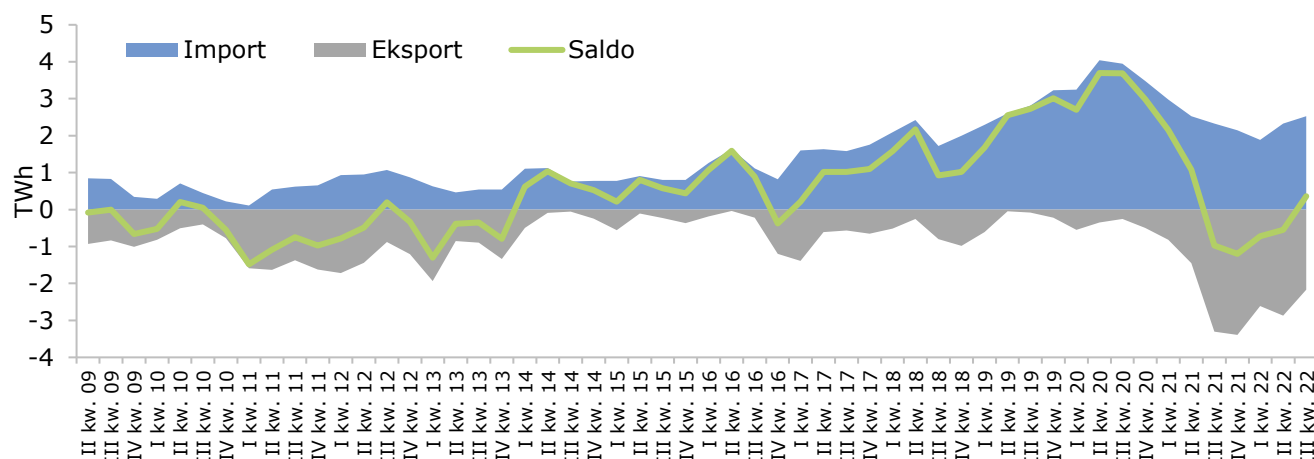
WYMIANA HANDLOWA

Wykres: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany handlowej w latach 2021-2022.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

Wykres: Kwartalne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany handlowej w latach 2009-2022.

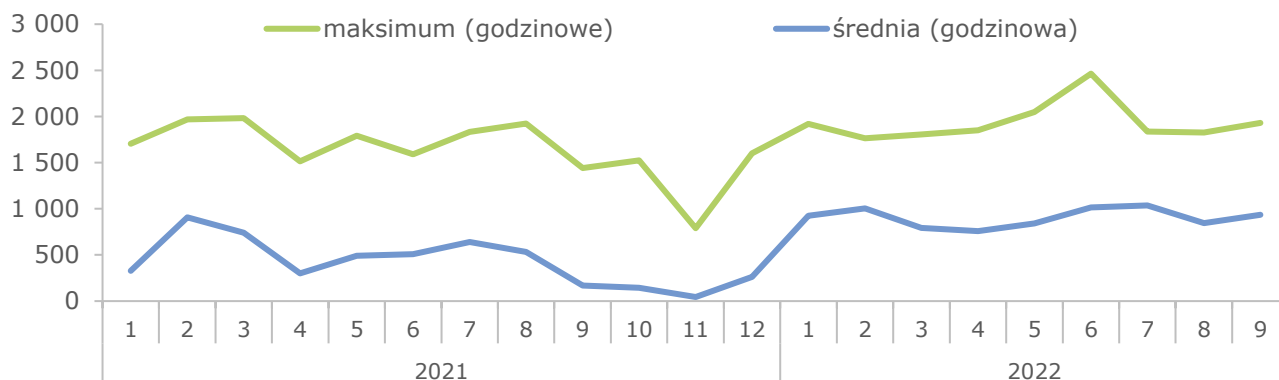


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

W III kwartale 2022 roku Polska stała się ponownie importerem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej wyniosło 0,4 TWh (import 2,5 TWh, eksport 2,1 TWh) i było wyższe r/r o 1,4 TWh. Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import ze Szwecji (1,0 TWh), Niemiec (0,5 TWh przy eksporcie do tego kraju na poziomie 0,6 TWh), Ukrainy (0,4 TWh), Litwy (0,4 TWh) oraz eksport do Słowacji (1,1 TWh).

W trzech kwartałach 2022 roku saldo wymiany handlowej wyniosło -0,9 TWh (import 6,7 TWh, eksport 7,6 TWh) i było niższe r/r o 3,2 TWh. Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import ze Szwecji (3,0 TWh), Niemiec (0,9 TWh, przy eksporcie na poziomie 2,4 TWh), Litwy (1,5 TWh) oraz eksport do Słowacji (4,0 TWh).

Wykres: Saldo wymiany równoległej²: średni vs. maksymalny godzinowy przepływ w poszczególnych miesiącach.



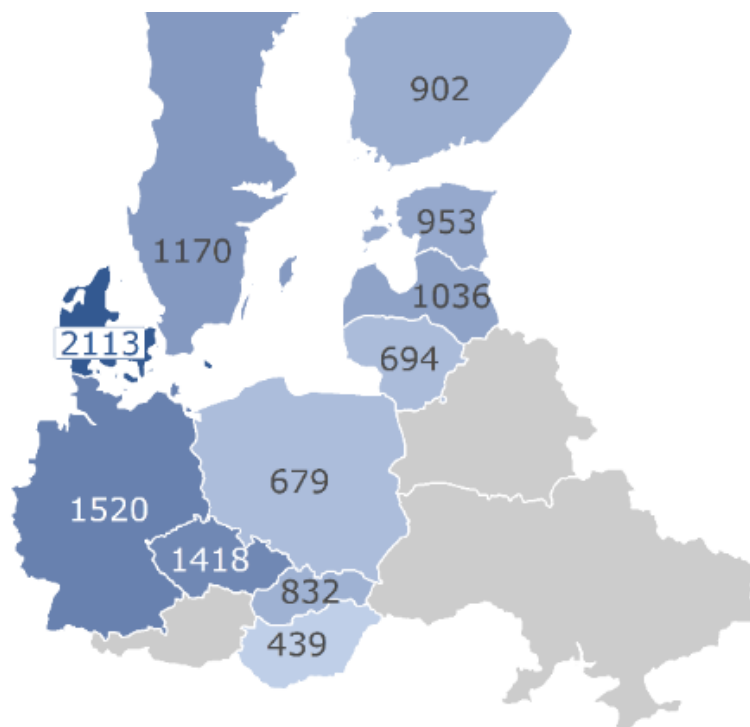
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

Wzrost światowych cen paliw (które przekładają się na wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej z gazu ziemnego i węgla kamiennego) przełożył się na wzrost cen energii w krajach sąsiednich, co w efekcie ograniczyło import energii do Polski.

RYNEK DETALICZNY

Zróżnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w UE zależy zarówno od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej, jak i od systemu fiskalnego, mechanizmów regulacji oraz systemów wsparcia w poszczególnych państwach. W I półroczu 2022 roku³ dodatkowe obciążenia (ponad cenę sprzedaży i koszt dystrybucji energii elektrycznej) dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 38% ceny energii elektrycznej. Dla porównania w Danii udział narzutów w cenie energii elektrycznej przekraczał 48%.

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w I półroczu 2022 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,63 PLN).

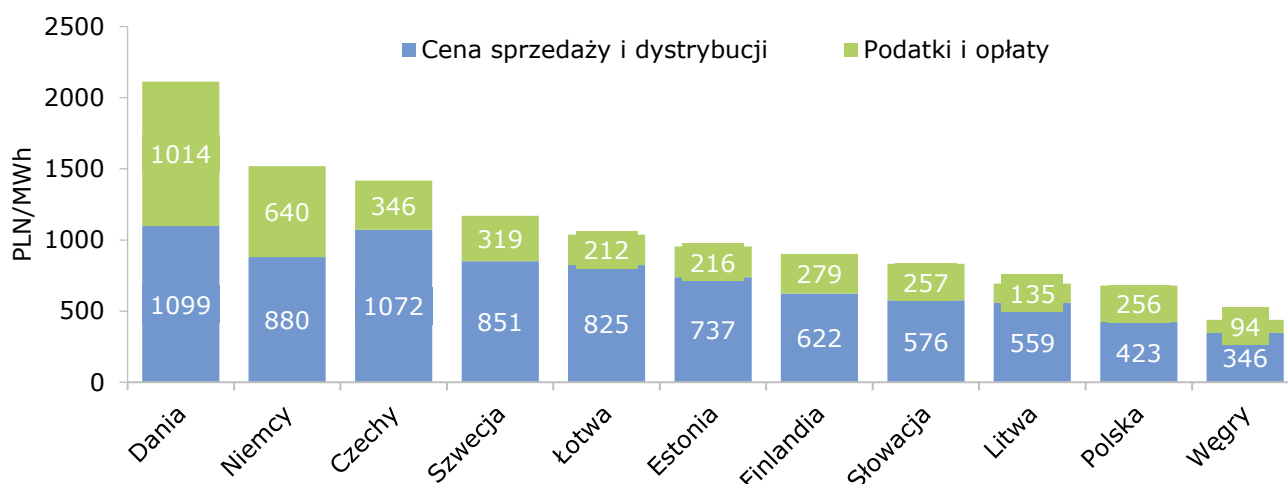


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

² Wymiana równoległa – wymiana pomiędzy zsynchronizowanymi systemami na granicach z Niemcami, Czechami i Słowacją.

³ Dane Eurostatu dot. rynku detalicznego publikowane są w okresach półrocznych.

Wykres: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w I półroczu 2022 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,63 PLN).



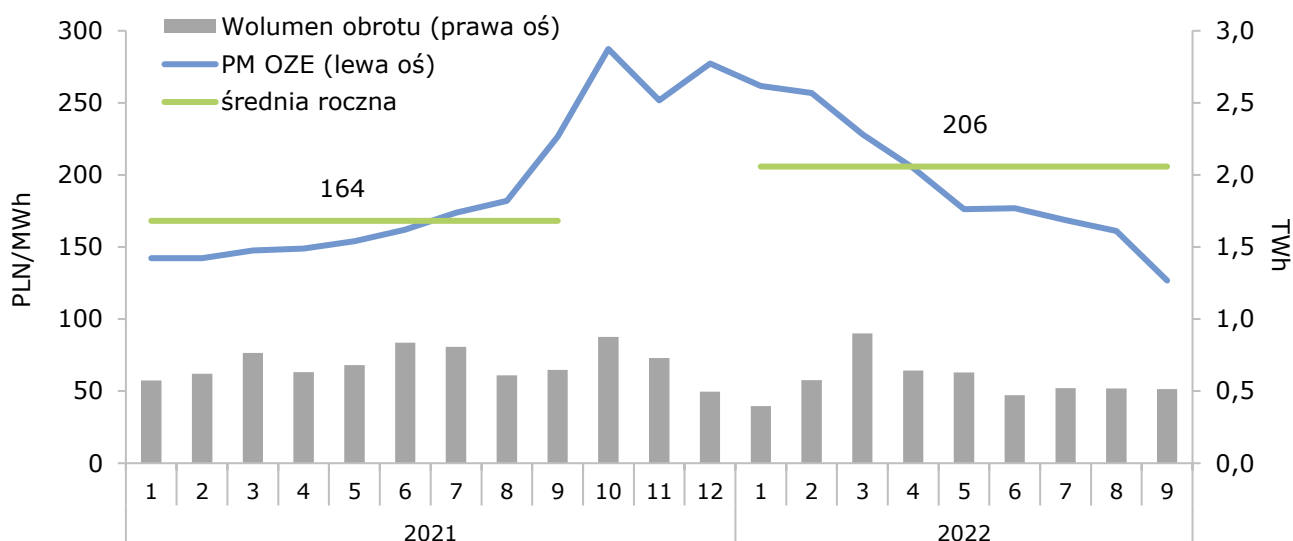
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

CENY PRAW MAJĄTKOWYCH

W trzech kwartałach 2022 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks TGEoza) osiągnęła poziom 206 PLN/MWh i była o 26% wyższa w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Obowiązek umorzeń zielonych certyfikatów w porównaniu z rokiem 2021 (19,5%) uległ zmianie i wynosi 18,5% dla 2022 roku.

Jednocześnie w lipcu 2022 roku opublikowano rozporządzenie w sprawie poziomu obowiązku umorzeń zielonych certyfikatów na 2023 rok. W 2023 roku obowiązek umorzeniowy wyniesie 12%. Obniżenie poziomu wymaganego obowiązku wpłynęło na spadki cen odnotowane w III kwartale 2022 roku.

Wykres: Średnie miesięczne ceny zielonych praw majątkowych (TGEoza).



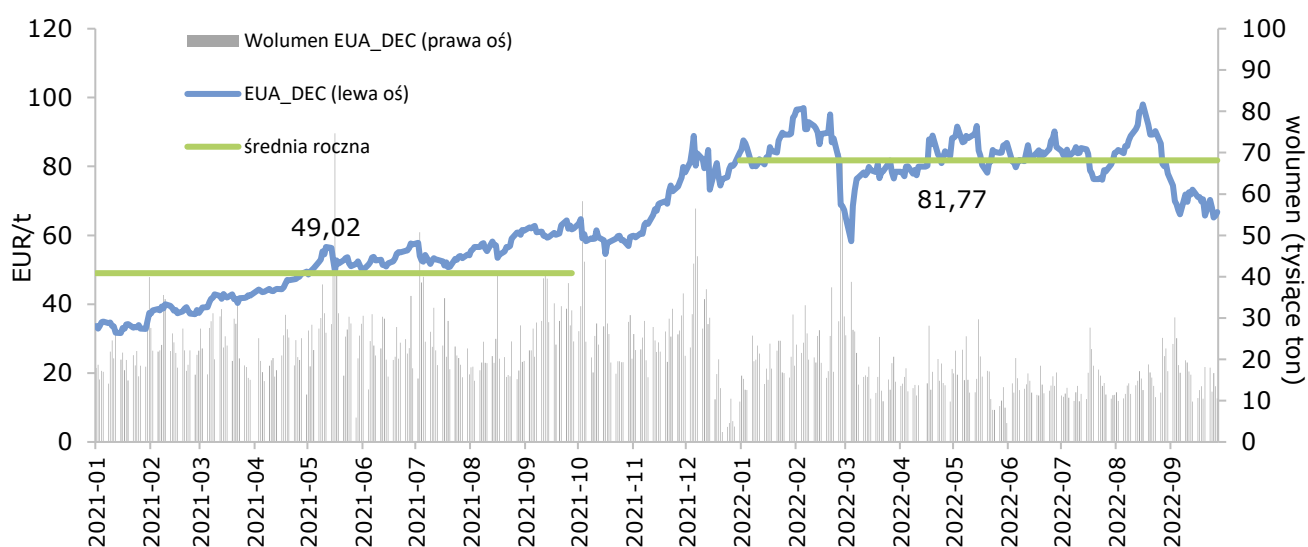
Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE.

CENY UPRAWNIEŃ DO EMISJI DWUTLENKU WĘGLA

Notowania uprawnień EUAs (European Union Allowances) są jednym z kluczowych czynników determinujących wyniki finansowe Grupy PGE. Instalacje emitujące CO₂ w procesie produkcji energii elektrycznej lub ciepła ponoszą koszty związane z zakupem uprawnień EUA na pokrycie deficytu (czyli różnicy między emisją CO₂ w jednostkach wytwórczych Grupy PGE a darmowymi przydziałami otrzymywanymi w ramach tzw. derogacji, zgodnie z realizacją Krajowego Planu Inwestycyjnego). Przy czym ostatnie bezpłatne przydziały uprawnień były przewidziane za realizację zadań inwestycyjnych planowanych na 2019 rok. Oznacza to, że bezpłatny przydział uprawnień dla wytwarzania energii elektrycznej wedle obecnie stosowanej metody zakończył się wraz z wpływem przydziałów za 2019 rok.

W trzech kwartałach 2022 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 22 wyniosła 81,77 EUR/t i była znacząco wyższa (ok. +67%) od średniej ceny 49,02 EUR/t instrumentu EUA DEC 21 obserwowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku.

Wykres: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE

2.3. Przydział darmowych uprawnień do emisji CO₂

Zgodnie z rozporządzeniem wykonawczym Komisji Europejskiej (KE) nr 2019/1842 z 31 października 2019 roku, ustanawiającym zasady stosowania dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego (PE) i Rady w odniesieniu do dalszych ustaleń dotyczących dostosowań przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ ze względu na zmiany w poziomie działalności, właściwy organ może zawiesić wydawanie bezpłatnych uprawnień do emisji dla instalacji, dopóki nie zostanie stwierdzone, że nie ma wymogu dostosowania przydziału dla tej instalacji albo KE przyjmie decyzję, dotyczącą dostosowań przydziału dla tej instalacji.

W przepisach krajowych w ustawie o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych wprowadzony został dodatkowy warunek dotyczący wydawania uprawnień do emisji dla instalacji. Zgodnie z ogólnymi zasadami uprawnienia są wydawane do 28 lutego każdego roku, jednakże w przypadku instalacji wydawanie uprawnień do emisji następuje po złożeniu raportu, dotyczącego poziomu działalności i opublikowaniu informacji w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie urzędu obsługującego Ministra Klimatu i Środowiska. Zgodnie z Rozporządzeniem KE raporty dotyczące poziomu działalności przedkładane są do 31 marca każdego roku, stąd 8 kwietnia 2022 roku na rachunki prowadzących instalacje w Rejestrze Unii wydane zostały uprawnienia do emisji zgodnie z publikacją w Biuletynie Informacji Publicznej Ministerstwa Klimatu i Środowiska z 7 kwietnia 2022 roku. Podmioty, których raporty były jeszcze weryfikowane przez KE, otrzymały uprawnienia 28 kwietnia 2022 roku.

Tabela: Emisja CO₂ w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO₂ na 2022 rok (tony).

| Produkt | Emisja CO ₂ w III kwartale 2022 roku | Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2022 rok ¹ |
|---------------------|--|--|
| Energia elektryczna | 16 703 046 | 0 |
| Energia ciepła | 424 719 | 618 654 |
| Razem | 17 127 765 | 618 654 |


¹Przydziały uprawnień do emisji CO₂ dot. produkcji ciepła.



2.4. Otoczenie regulacyjne





Grupa PGE prowadzi działalność w otoczeniu o istotnym wpływie regulacji krajowych i zagranicznych. Poniżej zaprezentowane zostało zestawienie najbardziej istotnych rozstrzygnięć, do których doszło w okresie od 1 stycznia 2022 roku do dnia publikacji niniejszego sprawozdania, które mogą mieć wpływ na działalność GK PGE w kolejnych latach.



Regulacje prawne dot. aktualnych zasad ustalania cen energii elektrycznej i ciepła oraz przysługujących z tego tytułu rekompensat zostały opisane w rozdziale 3.4 niniejszego sprawozdania w punkcie Ceny energii elektrycznej i ciepła.



KRAJOWE OTOCZENIE REGULACYJNE




| Segmenty | Regulacja | Cele regulacji | Ostatnie rozstrzygnięcia | Kolejny etap | Wpływ na GK PGE |
|---|---|--|---|--|---|
|  | Projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii. Wykaz RCL: UC74 | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Projekt ustawy obejmuje w szczególności propozycje przepisów implementujących do polskiego porządku prawnego dyrektywę PE i Rady (UE) 2019/944 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE. ▪ Projekt rozwija kierunki zmian w regulacjach zapoczątkowane w ustawie z 20 maja 2021 roku o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Są to m.in.: ▪ umożliwienie technicznej zmiany sprzedawcy energii elektrycznej w 24 godziny od 2026 roku, ▪ wdrożenie instytucji obywatelskich społeczności energetycznych, ▪ prawo odbiorcy do dobrowolnego i czasowego obniżenia zużycia energii elektrycznej (DSR), agregacji, zawierania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, ▪ uregulowanie funkcji agregatora na rynku energii elektrycznej, jego zadań i uprawnień, ▪ uregulowanie odpowiedzi odbioru i odbiorcy aktywnego na rynku energii, ▪ umożliwienie posiadania niektórych instalacji magazynowania energii przez OSD i OSP, ▪ rozszerzenie kompetencji URE, | 23 czerwca 2021 roku upłynął termin na zgłaszanie uwag. 6 lipca 2022 roku Komitet RM ds. Cyfryzacji przyjął projekt. Projekt jest na etapie prac w Komitecie RM ds. Europejskich | Skierowanie do prac w Komitecie Stałym Rady Ministrów. | Projektowane rozwiązania będą miały wpływ na wszystkie segmenty działalności Grupy PGE, w szczególności na segmenty Obrót i Dystrybucja. Projekt wdraża lub służy stosowaniu wielu aktów unijnych regulujących rynek energii elektrycznej, w tym dyrektywę 2019/944 w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz kodeksy sieci. |




| Segmenty | Regulacja | Cele regulacji | Ostatnie rozstrzygnięcia | Kolejny etap | Wpływ na GK PGE |
|---|--|---|---|--|---|
|  | <p>Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii.</p> <p>Wykaz RCL: UD162</p> | <ul style="list-style-type: none"> przepisy dotyczące usług systemowych, usług elastyczności oraz zmiany w zakresie bilansowania, implementacja przepisów wprowadzających rozdział działalności przesyłowej i dystrybucyjnej od magazynowania energii – (operator systemu elektroenergetycznego, z wyjątkami przewidzianymi w projekcie, nie może być posiadaczem, nie może wznosić, obsługiwać magazynu energii ani nim zarządzać). <p>Projekt obejmuje propozycje przepisów znoszących obowiązek obliża giełdowego oraz zaostrzających odpowiedzialność w zakresie manipulacji na rynku energii elektrycznej. Prezes URE będzie mógł dysponować odpowiednimi narzędziami do zapobiegania nadużyciom i próbom nadużyć na rynku energii elektrycznej. Zgodnie z uzasadnieniem projektu ustawy, zniesienie obliża realizuje m.in. Polski Plan Wdrażania reform rynku energii elektrycznej.</p> | <p>Na posiedzeniu 4 listopada 2022 roku Sejm przyjął ustawę. 15 listopada 2022 roku ustawa została podpisana przez Prezydenta RP.</p> | <p>Ustawa wejdzie w życie 29 listopada 2022 roku.</p> | <p>Zmiana zniesienia obliża giełdowego nie wpłynie negatywnie na działalność Grupy PGE.</p> |
|  | <p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.</p> <p>Druk sejmowy: 1 382</p> | <p>Ustawa przewiduje zmianę sposobu rozliczania prosumentów energii odnawialnej poprzez zastąpienie dotychczasowego systemu opustowego, przewidującego możliwość magazynowania energii w sieci i zużycia jej w dowolnym innym momencie, systemem net billingu, który oznacza wycenę energii docelowo według wartości z godziny wytworzenia i godziny zużycia. Ponadto ustawa nakłada na prosumentów wchodzących do systemu od 1 kwietnia 2022 roku obowiązek uiszczania opłaty dystrybucyjnej (dotychczas uiszczanej w imieniu prosumentów przez sprzedawców energii). W celu umożliwienia sprzedawcom rozliczania prosumentów ustawa nakłada na OSD obowiązek przekazywania sprzedawcom szczegółowych informacji pomiarowych. Sprzedawcy będą zobowiązani do przekazywania szczegółowych informacji rozliczeniowych prosumentom za pośrednictwem dedykowanego systemu teleinformatycznego.</p> | <p>14 grudnia 2021 roku Prezydent podpisał ustawę. Ustawa weszła w życie 1 kwietnia 2022 roku, z wyjątkiem części przepisów dotyczących nabycia prawa do uczestniczenia w dotychczasowym systemie wsparcia prosumentów, które weszły w życie 22 grudnia 2021 roku oraz przepisów dotyczących prosumenta wirtualnego, które wejdą w życie 2 lipca 2024 roku.</p> | <p>-</p> | <p>Projekt ma kluczowe znaczenie dla segmentu Obrotu, na którym obecnie ciąży obowiązek rozliczania prosumentów i uiszczania w ich imieniu opłaty dystrybucyjnej na rzecz OSD oraz dla segmentu Dystrybucji, który będzie obciążony obowiązkami zbierania i opracowywania danych pomiarowych dotyczących prosumentów.</p> |




| Segmenty | Regulacja | Cele regulacji | Ostatnie rozstrzygnięcia | Kolejny etap | Wpływ na GK PGE |
|---|--|--|--|---------------------------------------|--|
| | | Ustawa wprowadza również instytucję prosumenta zbiorowego (weszła w życie 1 kwietnia 2022 roku) oraz prosumenta wirtualnego (wejście w życie od 2 lipca 2024 roku). | | | |
|   | Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw. Wykaz RCL: UC99 | Ustawa przewiduje zmianę kilku ustaw, w tym: ustawy o odnawialnych źródłach energii, ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska w związku z zazielenianiem ciepła oraz inne zmiany w związku z koniecznością implementacji dyrektywy RED II (w sprawie promowania stosowania energii z OZE). Ponadto ustawa wprowadza nowe systemy wsparcia: dla biometanu, na modernizację instalacji OZE oraz dla istniejących instalacji OZE na pokrycie kosztów operacyjnych. Ustawa zmienia także definicję hybrydowych instalacji OZE. | 25 lutego 2022 roku opublikowano do konsultacji projekt ustawy. Obecnie projekt jest przedmiotem wewnętrznych prac Ministerstwa Klimatu i Środowiska. | Skierowanie do prac ds. Europejskich. | Projekt ma istotne znaczenie dla segmentu Energetyka Odnawialna, w szczególności ze względu na możliwość skorzystania z nowych systemów wsparcia oraz dla segmentu Ciepłownictwo w zakresie zwiększenia wykorzystania ciepła wytwarzanego z OZE. |
|  | Zmiana ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Wykaz RCL: UD207 | Modyfikacja zasady 10 h – złagodzenie poprzez umożliwienie gminom określenia w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego (po konsultacjach z lokalnymi społecznościami) mniejszej niż wymagana ustawą odległości elektrowni wiatrowych od zabudowań mieszkalnych, jednak nie mniejszej niż 500 m. | 15 grudnia 2021 roku Komisja Wspólna Rządu i Samorządu Terytorialnego wydała pozytywną opinię o projekcie. W kwietniu 2022 roku prace nad projektem od Ministerstwa Rozwoju i Technologii przejęło Ministerstwo Klimatu i Środowiska. 5 lipca 2022 roku projekt został przyjęty przez Radę Ministrów i skierowany do Sejmu. | Prace parlamentarne. | Projekt ma znaczenie dla rozwoju segmentu Energetyka Odnawialna. |
|  | Ustawa o zmianie ustawy o bezpieczeństwie morskim oraz ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej. Wykaz RCL: UD232 Druk sejmowy: 2071 | Ustawa zawiera przepisy, mające na celu zapewnienie bezpieczeństwa podczas budowy i eksploatacji morskich farm wiatrowych w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego oraz zespołów urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z tych instalacji. Dla osiągnięcia tego celu przepisy zakładają wdrożenie odpowiednich mechanizmów nadzoru nad projektowaniem, budową i eksploatacją morskich | 7 lipca 2022 roku projekt został uchwalony przez Sejm. 20 lipca 2022 roku ustawa została podpisana przez Prezydenta RP. Ustawa weszła w życie | - | Ustawa ma znaczenie dla inwestycji w budowę morskich farm wiatrowych. Wprowadzenie nadmiernych mechanizmów certyfikacji może opóźnić harmonogram i zwiększyć koszty realizacji inwestycji w budowę morskich farm wiatrowych. |


| Segmenty | Regulacja | Cele regulacji | Ostatnie rozstrzygnięcia | Kolejny etap | Wpływ na GK PGE |
|---|---|---|---|--|---|
|  | Projekt ustawy o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska. | farm wiatrowych, obejmujących system certyfikacji i czynności nadzorczych dotyczących procesu realizacji inwestycji. Celem projektu ustawy jest ustanowienie przepisów krajowych regulujących ustanowienie i zasady funkcjonowania Funduszu Transformacji Energetyki (FTE). Ze środków FTE mają być finansowane inwestycje w sektorze energetyki i przemyśle z wyłączeniem obszaru paliw stałych kopalnych, tj. węgla. | 12 sierpnia 2022 roku. | | |
|  | Projekt ustawy o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw. Wykaz RCL: UC52 | <ul style="list-style-type: none"> Projekt ustawy ma na celu dostosowanie porządku prawnego regulującego różne aspekty zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego w zakresie gazu ziemnego do przepisów rozporządzenia PE i Rady (UE) 2017/1938 z 25 października 2017 roku, dotyczącego środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie UE nr 994/2010. W projekcie wprowadzono szereg rekomendowanych rozwiązań, które m.in.: <ul style="list-style-type: none"> zmieniają zasady tworzenia i utrzymywania zapasów (strategicznych) gazu ziemnego, za które odpowiedzialna będzie Rządowa Agencja Rezerw Strategicznych, ustalają wielkość zapasów gazu ziemnego na rok gazowy w wysokości 35% łącznego zapotrzebowania na gaz typu E w okresie 30 dni nadzwyczajnie wysokiego popytu na gaz, który może wystąpić nie częściej niż raz na 20 lat, wprowadzają nowy sposób finansowania zapasów gazu ziemnego, który będzie polegać na comiesięcznym zasilaniu funduszu celowego opłatą gazową, uiszczaną przez przedsiębiorstwa zobowiązane, | 6 kwietnia 2022 roku opublikowano na RCL zmienioną wersję projektu ustawy. PGE zgłosiła uwagi samodzielnie oraz w ramach Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych i Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie. Trwa analiza zgłoszonych uwag. 13 maja 2022 roku upłynął termin na zgłaszanie uwag. 30 maja 2022 roku opublikowano uwagi, ale bez odniesienia się projektodawcy. | Rozpatrzenie projektu przez Radę Ministrów i skierowanie do rozpatrzenia przez komisję prawniczą przy RCL. Analiza przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska uwag nadesłanych w ramach konsultacji publicznych. | Projekt będzie miał znaczenie dla całej GK PGE z wyłączeniem aktywów węglowych. Ze środków FTE będzie można uzyskać finansowanie inwestycji w obszarze: OZE, sieci, magazyny itd. Projekt ma znaczenie dla działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi oraz wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w jednostkach wytwórczych zasilanych gazem ziemnym, biorąc pod uwagę obowiązek uiszczania opłaty gazowej przez zleceniodawców usługi przesyłania oraz konieczność ograniczenia wolumenów zużywanego gazu w okresie wprowadzenia stopni zasilania. |



| Segmenty | Regulacja | Cele regulacji | Ostatnie rozstrzygnięcia | Kolejny etap | Wpływ na GK PGE |
|---|---|---|--|--------------|---|
|  | Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2023 roku. | <ul style="list-style-type: none"> definiują odbiorcę chronionego, który, co do zasady, nie będzie podlegać ograniczeniom w poborze gazu ziemnego w czasie obowiązywania stopni zasilania, regulują zasady postępowania w przypadku zagrożenia w dostawach gazu ziemnego. | Rozporządzenie zostało przyjęte 13 lipca 2022 roku i weszło w życie 11 sierpnia 2022 roku . | - | Zmniejszony poziom obowiązku może wpłynąć na zmniejszenie przyrostu przychodów segmentu Energetyka Odnawialna z tytułu sprzedaży PM OZE. Jednocześnie ogranicza obciążenie segmentu Obrót koniecznością nabycia określonej ilości PM OZE w stosunku do wolumenu obrotu energią elektryczną. |
|  | Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie procesów rynku energii. Wykaz RCL: UD603 | Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie procesów rynku energii stanowi wykonanie delegacji ustawowej zawartej w art. 11zh ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne. Rozporządzenie ma umożliwić przygotowanie systemów IT (systemy zdalnego odczytu Operatorów Systemów Dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz centralnego systemu informacji rynku energii) w związku z nowymi wyzwaniami rynku energii elektrycznej. Określenie pełnego katalogu procesów rynku energii jest niezbędne dla zapewnienia przejrzystości zobowiązań wszystkich uczestników rynku energii, zarówno użytkowników systemu elektroenergetycznego obowiązanych realizować procesy rynku energii za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE), jak i dla Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE), tak aby można było ocenić wywiązywanie się przez ww. podmioty z nałożonych na nich obowiązków. | 11 stycznia 2022 roku Minister Klimatu i Środowiska podpisał rozporządzenie. Rozporządzenie weszło w życie 16 lutego 2022 roku . | - | Rozporządzenie będzie miało istotny wpływ przede wszystkim na segment Dystrybucja, ale także na segmenty: Energetyka Konwencjonalna, Energetyka Odnawialna oraz Obrót. |




| Segmenty | Regulacja | Cele regulacji | Ostatnie rozstrzygnięcia | Kolejny etap | Wpływ na GK PGE |
|---|---|--|---|--|---|
| | | Rozporządzenie określi katalog procesów rynku energii, których realizacja za pośrednictwem CSIRE będzie obowiązkowa dla użytkowników systemu. Katalog procesów rynku energii zawiera podstawowe procesy realizowane obecnie na rynku energii elektrycznej, biorąc pod uwagę jak największą użyteczność CSIRE dla użytkowników systemu. | | | |
|  | <p>Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie systemu pomiarowego.</p> <p>Wykaz RCL: UD507</p> | <p>Rozporządzenie jest realizacją delegacji ustawowej zawartej w art. 11x ust. 2 Ustawy Prawo energetyczne, która nakłada na ministra właściwego do spraw energii, obowiązek uregulowania w nim, w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw informatyzacji szczegółowych wymagań i standardów, jakie ma spełniać system pomiarowy. Dodatkowo projekt rozporządzenia stanowi wypełnienie obowiązku określonego w art. 19 ust. 3 dyrektywy PE i Rady (UE) 2019/944 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE, zgodnie z którym Państwa Członkowskie przystępujące do wprowadzania inteligentnych systemów opomiarowania przyjmują i publikują minimalne wymagania funkcjonalne i techniczne dotyczące inteligentnych systemów opomiarowania, które mają zostać wprowadzone na ich terytoriach.</p> | <p>Rozporządzenie zostało wydane 22 marca 2022 roku a weszło w życie 23 kwietnia 2022 roku.</p> | - | <p>Rozporządzenie będzie miało istotny wpływ przede wszystkim na segment Dystrybucja, ale także na segmenty: Energetyka Konwencjonalna, Energetyka Odnawialna oraz Obrót. W zakresie działalności OSD konieczne będzie doprecyzowanie wymagań w zakresie dot. układów pomiarowych, w tym liczników energii elektrycznej oraz systemu pomiarowego.</p> |
|  | <p>Ustawa o dodatku osłonowym.</p> <p>Wykaz RCL: 1820</p> | <p>Ustawa ma na celu zapewnienie wsparcia dla ok. 6,84 mln gospodarstw domowych w Polsce, w tym również gospodarstw najuboższych energetycznie, w pokryciu części kosztów energii oraz w pokryciu powiązanych z nimi rosnących cen żywności.</p> | <p>Ustawa opublikowana w Dzienniku Ustaw - Dz.U. 2022 poz. 1. Weszła w życie 4 stycznia 2022 roku.</p> | - | <p>Ustawa generuje koszty po stronie segmentu Obrót ze względu na nałożone obowiązki informacyjne.</p> |
|  | <p>Projekt rozporządzenia w sprawie określenia szczegółowych warunków utraty statusu odpadów dla odpadów powstających w procesie energetycznego spalania paliw.</p> <p>Wykaz RCL: 655</p> | <p>Celem projektowanego rozporządzenia (zwanego dalej: projektem) jest określenie szczegółowych warunków utraty statusu odpadów dla odpadów powstających w procesie energetycznego spalania paliw. Warunki określone w projekcie mają na celu ujednoczenie procedury utraty statusu odpadów istniejącej już w praktyce biznesowej na podstawie ogólnych warunków statusu odpadów (art. 14 ust. 1 ustawy o odpadach), w zakresie odnoszącym się do odpadów powstających w procesie energetycznego spalania paliw.</p> | <p>4 lipca 2022 roku projekt został zwolniony z komisji prawniczej. 13 lipca 2022 roku KE notyfikowała projekt.</p> | <p>Projekt skierowany do dalszych prac w Radzie Ministrów.</p> | <p>Projekt jest istotny z punktu widzenia zagospodarowania odpadów/UPS w GK PGE, zwłaszcza dla segmentu Energetyka Konwencjonalna i Ciepłownictwo.</p> |



| Segmenty | Regulacja | Cele regulacji | Ostatnie rozstrzygnięcia | Kolejny etap | Wpływ na GK PGE |
|---|---|---|--|--|---|
|  | Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie określenia metod analizy ekonomicznej kosztów i korzyści oraz danych lub źródeł danych do celów tej analizy. Wykaz RCL: 794 | Rozporządzenie jest wykonaniem zobowiązania do usunięcia naruszenia wskazanego przez KE dotyczącego nieprawidłowego stosowania oraz nieprawidłowej transpozycji dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej. W celu usunięcia wskazanego naruszenia została wprowadzona delegacja dla ministra właściwego do spraw energii do wydania rozporządzenia w sprawie określenia metod analizy ekonomicznej kosztów i korzyści oraz danych lub źródeł danych do celów tej analizy. Celem analizy jest umożliwienie bardziej efektywnej alokacji zasobów poprzez wykazanie wyższości danego przedsięwzięcia nad innymi z punktu widzenia korzyści społecznych. | 1 lipca 2022 roku rozporządzenie zostało przyjęte. Weszło w życie 20 lipca 2022 roku . | - | Rozporządzenie ma znaczenie dla segmentu Ciepłownictwo. |
|  | Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Wykaz RCL: 795 | Rozporządzenie przede wszystkim ma na celu: <ul style="list-style-type: none"> zdefiniowanie wielkości k, będącej elementem wzoru na obliczenie wskaźnika referencyjnego tak, żeby wielkości te mógł obliczać i publikować Prezes URE w zależności od zmian warunków wykonywania działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne obciążających wytwarzanie ciepła w kogeneracji – dla poszczególnych rodzajów paliw, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy – Prawo energetyczne, określenie wielkości k, tak by uwzględniała brak w średnich cenach sprzedaży ciepła publikowanych przez Prezesa URE pełnej próby źródeł będących w systemie ETS. | Rozporządzenie zostało opublikowane w Dzienniku Ustaw 15 marca 2022 roku . | - | Rozporządzenie ma znaczenie dla segmentu Ciepłownictwo, ponieważ wpłynie na wzrost taryfy na ciepło. |
|  | Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Wykaz RCL: 916 | W celu wprowadzenia możliwości uzyskania przychodu pokrywającego koszty prowadzenia działalności gospodarczej wytwarzania ciepła w kogeneracji konieczna jest taka zmiana § 13 ust. 6 zmienianego rozporządzenia, która odzwierciedli możliwość zwiększenia wzrostu planowanego przychodu, zgodnie z publikowanym na podstawie art. 47 ust. 2f ustawy – Prawo energetyczne przez Prezesa URE wskaźnikiem referencyjnym, którego wartość ustalana jest na podstawie „wielkości k” – tj. zmiany kosztów obciążających jednostkę produkowanego ciepła w jednostkach kogeneracji, wynikającą z istotnej zmiany warunków wykonywania działalności gospodarczej przez | Konsultacje publiczne projektu do 29 września 2022 roku . | Analiza uwag nadesłanych w ramach konsultacji publicznych. | Projekt wpłynie na zwiększenie przychodów jednostek kogeneracji oddanych do użytkowania przed 3 listopada 2010 roku. W zależności jaki będzie finalny kształt przepisów, występuje ryzyko obniżki przychodów w konsekwencji obniżki cen paliw i uprawnień do emisji CO ₂ . |

| Segmenty | Regulacja | Cele regulacji | Ostatnie rozstrzygnięcia | Kolejny etap | Wpływ na GK PGE |
|---|---|---|--|---|---|
|  | <p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej.</p> <p>Wykaz RCL: UD361</p> | <p>przedsiębiorstwa energetyczne w takim zakresie, w jakim koszty związane z prowadzeniem działalności gospodarczej będą obciążać produkcję ciepła w okresie obowiązywania wskaźnika referencyjnego, a nie obciążały jej w okresie poprzedzającym okres ustalania tego wskaźnika.</p> <p>Celem projektu ustawy jest modyfikacja przepisów dotyczących wydawania pozwoleń na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich oraz pozwoleń lub uzgodnień dla kabli lub rurociągów dotyczących zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Dodatkowo projekt wprowadza regulacje dotyczące rozstrzygnięcia remisu w postępowaniach rozstrzygających dla wniosków o wydanie pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich.</p> | <p>27 października 2022 roku projekt został uchwalony przez Sejm i przekazany do Senatu.</p> | <p>Rozpatrzenie ustawy przez Senat.</p> | <p>Projekt jest istotny z punktu widzenia GK PGE ze względu na jego wpływ na inwestycje w budowę morskich farm wiatrowych. Projekt reguluje kwestie związane z postępowaniem rozstrzygającym, którego przeprowadzenie będzie niezbędne dla przyznania pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich.</p> |
|  | <p>Rozporządzenie Ministra Infrastruktury zmieniające rozporządzenie w sprawie oceny wniosków w postępowaniu rozstrzygającym.</p> <p>Wykaz RCL: 213</p> | <p>Celem rozporządzenia jest doprecyzowanie zasad dla przeprowadzenia postępowania rozstrzygającego niezbędnego dla wyłonienia podmiotu, który uzyska pozwolenie na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich pod budowę morskich farm wiatrowych. Projekt zakłada m.in. zmiany w punktacji za spełnienia kryteriów, jak również w sposobie oceny kryterium dotyczącego finansowania planowanego przedsięwzięcia. Rozstrzyga także kwestie dotyczące przedkładania dokumentów przez podmioty, które sporządzają sprawozdania finansowe, dla których rok obrotowy nie pokrywa się z rokiem kalendarzowym.</p> | <p>29 lipca 2022 roku projekt został podpisany przez Ministra Infrastruktury i opublikowany w Dzienniku Ustaw. Rozporządzenie weszło w życie 4 sierpnia 2022 roku.</p> | - | <p>Rozporządzenie jest istotne z punktu widzenia GK PGE ze względu na jego wpływ na inwestycje w budowę morskich farm wiatrowych.</p> |
|  | <p>Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie sposobu prowadzenia rozliczeń oraz bilansowania systemu przesyłowego gazowego</p> | <p>Projekt rozporządzenia ma na celu określenie sposobu prowadzenia rozliczeń za uruchomione zapasy obowiązkowe gazu ziemnego oraz kalkulacji ceny za paliwa gazowe stosowanej do tych rozliczeń, jak również sposobu bilansowania systemu przesyłowego gazowego i prowadzenia rozliczeń z tytułu niezbilansowania w czasie uruchomienia</p> | <p>17 maja 2022 roku projekt został opublikowany na stronie RCL i skierowany do konsultacji publicznych,</p> | <p>Analiza przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska uwag nadesłanych w ramach konsultacji publicznych.</p> | <p>Projekt jest istotny z punktu widzenia działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi, biorąc pod uwagę ustanowienie systemu rozliczeń między PSE S.A. a zleceniodawcami usługi</p> |



| Segmenty | Regulacja | Cele regulacji | Ostatnie rozstrzygnięcia | Kolejny etap | Wpływ na GK PGE |
|---|--|---|--|--|---|
| | <p>w okresie uruchomienia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz w okresie wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego.</p> <p>Wykaz RCL: 821, 929</p> | <p>zapasów. W projekcie określono wzory na wyliczenie:</p> <ul style="list-style-type: none"> opłaty za odebrane zapasy obowiązkowe, opłaty za uruchomienie zapasów obowiązkowych na rzecz danego podmiotu zlecającego usługę przesyłania (ZUP), opłaty za działania bilansujące, z uwzględnieniem ZUP, którego niezbilansowanie jest odpowiednio ujemne i dodatnie, opłaty związanej z neutralnością finansową bilansowania w okresie uruchomienia zapasów obowiązkowych. | <p>które zakończyły się 20 maja 2022 roku. 5 października 2022 roku opublikowano nowy projekt rozporządzenia, rozpoczynając nowy proces legislacyjny. 10 października 2022 roku minął termin na zgłaszanie uwag w ramach konsultacji publicznych.</p> | | <p>przesyłania za działania bilansujące podejmowane przez PSE S.A.</p> |
|  | <p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o gospodarowaniu nieruchomościami rolnymi Skarbu Państwa oraz niektórych innych ustaw.</p> <p>Wykaz RCL: UD376</p> | <p>Projekt wprowadza regulacje, zgodnie z którymi nieruchomości rolne należące do Zasobu Własności Rolnej Skarbu Państwa, w skład których wchodzi min. 70% nieużytków/ użytków klasy IV, będą mogły być wydzierżawiane na cele związane z pozyskiwaniem energii elektrycznej z OZE.</p> | <p>19 kwietnia 2022 roku projekt został opublikowany na stronie RCL. 10 maja 2022 roku zakończyły się konsultacje publiczne.</p> | <p>Analiza przez Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi uwag nadesłanych w ramach konsultacji publicznych.</p> | <p>Projekt umożliwi pozyskanie nowych gruntów, w szczególności nieużytków wchodzących w skład Zasobu Własności Rolnej Skarbu Państwa, pod inwestycje OZE.</p> |
|  | <p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw.</p> <p>Wykaz RCL: UD369</p> | <p>Projekt wprowadza zasadę, zgodnie z którą realizacja inwestycji w fotowoltaikę (PV) powyżej 1 MW będzie możliwa jedynie na podstawie Miejscowego Planu Zagospodarowania Przestrzennego (MPZP). W przypadku braku uchwalonego MPZP, nie będzie można realizować przedmiotowej inwestycji na podstawie decyzji o warunkach zabudowy. Projekt zakłada także możliwość zastosowania trybu uproszczonego dla uchwalenia bądź też zmiany MPZP, m.in. w przypadku inwestycji PV, przy czym nie dotyczy to inwestycji znacząco oddziałujących na środowisko.</p> | <p>19 września 2022 roku na stronie RCL opublikowany został nowy projekt ustawy, który został ponownie poddany konsultacjom międzyresortowym. W związku z przeprowadzonymi konsultacjami międzyresortowymi, 25 października 2022 roku opublikowano zmieniony projekt ustawy. 7 listopada 2022 roku projekt został rozpatrzony przez Komitet ds. Cyfryzacji.</p> | <p>Skierowanie projektu na Stały Komitet Rady Ministrów.</p> | <p>Projekt może przyczynić się do spowolnienia realizacji inwestycji w PV ze względu na obowiązek wpisania takiej inwestycji w MPZP. Średni czas, który jest niezbędny dla uchwalenia MPZP, wynosi ok. 3 lat.</p> |

| Segmenty | Regulacja | Cele regulacji | Ostatnie rozstrzygnięcia | Kolejny etap | Wpływ na GK PGE |
|---|---|--|---|--|---|
|  | Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska zmieniającego rozporządzenie w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych. Wykaz RCL: 849 | Projekt rozporządzenia różnicuje wielkości obowiązków zapasowych dla przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się (i) wytwarzaniem energii elektrycznej w Jednostkach Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) oraz (ii) wytwarzaniem ciepła, także w kogeneracji, lub energii elektrycznej w nJWCD (jednostki niebędące JWCD) oraz wprowadza nowe algorytmy określania wielkości tego obowiązku dla tych przedsiębiorstw. | 5 lipca 2022 roku projekt został opublikowany na stronie RCL. 12 lipca 2022 roku zakończyły się konsultacje publiczne. 19 września 2022 roku projekt był przedmiotem posiedzenia Komisji Prawniczej. | Poprawa projektu przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska zgodnie z uwagami Komisji Prawniczej. | Projekt ma znaczenie dla działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Przyjęcie nowych zasad wyznaczania ilości zapasów paliw będzie oznaczać konieczność ich wyraźnego uzupełnienia na potrzeby JWCD (liczenie ilości uzależniono od mocy zainstalowanej jednostki), co w obliczu trwającego kryzysu energetycznego może być trudne do wykonania lub niewykonalne. |
|  | Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wartości referencyjnych dla nowych i znacznie zmodernizowanych jednostek kogeneracji w roku 2023. Wykaz RCL: 927 | Rozporządzenie jest realizacją upoważnienia ustawowego zawartego w art. 15 ust. 7 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 roku o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2022 roku poz. 553), które nakłada na ministra właściwego do spraw energii obowiązek określenia, w drodze rozporządzenia, w terminie do 31 października każdego roku, wartości referencyjnych z podziałem dla nowych jednostek kogeneracji oraz znacznie zmodernizowanych jednostek kogeneracji, obowiązujących w kolejnym roku kalendarzowym. | Rozporządzenie zostało opublikowane w Dzienniku Ustaw 31 października 2022 roku . | - | Rozporządzenie wpływa na segment Ciepłownictwo poprzez wysokość wartości referencyjnych dla nowych i znacznie zmodernizowanych jednostek kogeneracji biorących udział w systemie wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji. |
|  | Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowych wysokości premii gwarantowanej w roku 2023. Wykaz RCL: 928 | Projekt rozporządzenia jest realizacją upoważnienia ustawowego zawartego w art. 56 ust. 1 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2022 roku poz. 553), która nakłada na ministra właściwego do spraw energii obowiązek określenia, w drodze rozporządzenia, w terminie do dnia 31 października każdego roku, maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem, w tym również w odniesieniu do jednostek kogeneracji zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Dodatkowo, w projekcie rozporządzenia określone zostają jednostkowe wysokości premii gwarantowanej, w tym również dla małych | Konsultacje publiczne projektu do 13 września 2022 roku . | Analiza uwag nadesłanych w ramach konsultacji publicznych. | Projekt wpływa na segment Ciepłownictwo poprzez określenie poziomu jednostkowej premii gwarantowanej i maksymalna wysokość premii kogeneracyjnej indywidualnej dla jednostek biorących udział w systemie wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji. |

| Segmenty | Regulacja | Cele regulacji | Ostatnie rozstrzygnięcia | Kolejny etap | Wpływ na GK PGE |
|---|---|--|---|--|---|
|  | Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie udzielania pomocy publicznej na inwestycje w źródła ciepła (chłodu) w systemach ciepłowniczych w ramach Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO). Wykaz RCL: 930 | jednostek kogeneracji i maksymalnej wysokości premii kogeneracyjnej indywidualnej. Celem wydania projektowanego rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie udzielania pomocy publicznej na inwestycje w źródła ciepła (chłodu) w systemach ciepłowniczych w ramach KPO jest określenie szczegółowego przeznaczenia, warunków i trybu udzielania pomocy publicznej na inwestycje pn. B 1.1.1. Inwestycje w źródła ciepła (chłodu) w systemach ciepłowniczych w ramach KPO. W regulowanym zakresie pomoc publiczna udzielana będzie na projekty inwestycyjne w źródła ciepła (chłodu) w systemach ciepłowniczych, dotyczące wytwarzania energii w wysokosprawnej kogeneracji oraz wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, co pozwoli na rozwój i modernizację systemów ciepłowniczych na cele komunalno-bytowe. | Konsultacje publiczne do 16 października 2022 roku . | Analiza uwag nadesłanych w ramach konsultacji publicznych. | Projekt wpływa na dofinansowanie inwestycji w zakresie systemów ciepłowniczych ze środków KPO. Beneficjentem może zostać segment Ciepłownictwo. |
|  | Projekt rozporządzenia Ministra Funduszy i Polityki Regionalnej w sprawie udzielania pomocy na inwestycje w układy wysokosprawnej kogeneracji oraz na propagowanie energii ze źródeł odnawialnych w ramach regionalnych programów na lata 2021-2027. Wykaz RCL: 37 | Celem powstania rozporządzenia jest stworzenie warunków wspierania rozwoju społecznego i gospodarczego regionów poprzez umożliwienie udzielania pomocy publicznej na inwestycje w układy wysokosprawnej kogeneracji oraz na propagowanie energii ze źródeł odnawialnych w ramach regionalnych programów na lata 2021-2027. | Konsultacje publiczne do 17 października 2022 roku . | Analiza uwag nadesłanych w ramach konsultacji publicznych. | Projekt ustala warunki umożliwiające udzielanie pomocy publicznej na inwestycje w układy wysokosprawnej kogeneracji oraz na propagowanie energii ze źródeł odnawialnych w ramach regionalnych programów na lata 2021-2027. Beneficjentem może zostać segment Ciepłownictwo. |
|  | Projekt rozporządzenia Ministra Funduszy i Polityki Regionalnej w sprawie udzielania pomocy na inwestycje wspierające efektywność energetyczną w ramach regionalnych programów na lata 2021-2027. Wykaz RCL: 40 | Celem powstania rozporządzenia jest stworzenie warunków wspierania rozwoju społecznego i gospodarczego regionów poprzez umożliwienie udzielania pomocy publicznej na inwestycje prowadzące do osiągnięcia efektywności energetycznej w ramach regionalnych programów na lata 2021-2027. | Konsultacje publiczne do 17 października 2022 roku . | Analiza uwag nadesłanych w ramach konsultacji publicznych. | Projekt ustala warunki umożliwiające udzielanie pomocy publicznej na inwestycje prowadzące do osiągnięcia efektywności energetycznej w ramach regionalnych programów na lata 2021-2027. Beneficjentem może zostać segment Ciepłownictwo. |

| Segmenty | Regulacja | Cele regulacji | Ostatnie rozstrzygnięcia | Kolejny etap | Wpływ na GK PGE |
|---|---|---|--|---|--|
|  | Rozporządzenie Ministra Funduszy i Polityki Regionalnej w sprawie udzielania pomocy na badania przemysłowe, eksperymentalne prace rozwojowe oraz studia wykonalności w ramach regionalnych programów na lata 2021-2027. | Celem powstania rozporządzenia jest stworzenie programu pomocowego regulującego zasady udzielania pomocy publicznej w zakresie badań przemysłowych, eksperymentalnych prac rozwojowych oraz studiów wykonalności w ramach regionalnych programów na lata 2021-2027. | Konsultacje publiczne do 17 października 2022 roku . 2 listopada 2022 roku opublikowano tabelę z uwagami. | Przekazanie projektu do komitetów Rady Ministrów. | Projekt ustala warunki umożliwiające udzielanie pomocy publicznej w zakresie badań przemysłowych, eksperymentalnych prac rozwojowych oraz studiów wykonalności w ramach regionalnych programów na lata 2021-2027. Beneficjentem może zostać segment Ciepłownictwo. |
| | Wykaz RCL: 42 | | | | |
|  | Rozporządzenie Ministra Funduszy i Polityki Regionalnej w sprawie udzielania pomocy inwestycyjnej na infrastrukturę badawczą w ramach regionalnych programów na lata 2021-2027. | Rozporządzenie określa szczegółowe przeznaczenie, warunki i tryb udzielania przedsiębiorcom pomocy inwestycyjnej na infrastrukturę badawczą w ramach regionalnych programów na lata 2021-2027. | Konsultacje publiczne do 17 października 2022 roku . 2 listopada 2022 roku opublikowano tabelę z uwagami. | Przekazanie projektu do komitetów Rady Ministrów. | Projekt ustala warunki i tryb udzielania przedsiębiorcom pomocy inwestycyjnej na infrastrukturę badawczą w ramach regionalnych programów na lata 2021-2027. Beneficjentem może zostać segment Ciepłownictwo. |
| | Wykaz RCL: 38 | | | | |

ZAGRANICZNE OTOCZENIE REGULACYJNE

| Segmenty | Regulacja | Cele regulacji | Ostatnie rozstrzygnięcia | Kolejny etap | Wpływ na GK PGE |
|---|--|---|---|---|---|
| Europejski Zielony Ład/ Pakiet Fit for 55 | | | | | |
|  | Dyrektywa 2003/87/WE ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w UE (dyrektywa ETS) i akty wykonawcze oraz delegowane. Decyzja 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (decyzja MSR). | Przeciwdziałanie zmianom klimatu. Stworzenie odpowiedni sygnał zachęt do rozwijania źródeł niskoemisyjnych. | 5 kwietnia 2022 roku na sesji plenarnej PE przyjął stanowisko do rewizji decyzji MSR. 22 czerwca 2022 roku na sesji plenarnej PE przyjął stanowisko ws. rewizji dyrektywy ETS, zakładające cel redukcyjny równy 63% w sektorach ETS. 29 czerwca 2022 roku Rada UE ds. Środowiska przyjęła podejście ogólne ds. rewizji dyrektywy ETS. W przyjętym również 29 czerwca 2022 roku podejściu ogólnym do rewizji decyzji MSR, Rada opowiedziała się za przyjęciem wniosku legislacyjnego KE bez wprowadzania innych zmian do parametrów funkcjonowania rezerwy. 11 lipca 2022 roku odbyła się pierwsza, a 10 października i 10 listopada 2022 roku kolejne rundy negocjacji międzyinstytucjonalnych pomiędzy Komisją, PE i Radą w ramach trilogów, które nie przyniosły rozstrzygnięć. | Negocjacje międzyinstytucjonalne (trilogi) prawdopodobnie potrwać do 2023 roku. Termin transpozycji zmian w dyrektywie ETS został zapisany w projekcie jako 31 grudnia 2023 roku . | Poprawa konkurencyjności źródeł odnawialnych, kosztem jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwa wysokoemisyjne. Wzrost kosztów operacyjnych konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Możliwe uzyskanie bezpośredniego wsparcia inwestycyjnego w ramach Funduszu Modernizacyjnego oraz Funduszu Innowacyjnego oraz częściowej bezpłatnej alokacji uprawnień dla ciepłownictwa systemowego. Wprowadzenie zmian do mechanizmu przewidzianego w art. 29a dyrektywy ETS może wpłynąć na ograniczenie zmienności cen uprawnień do emisji. Kolejna rewizja dyrektywy ETS i decyzji MSR, poprzez wyższe cele klimatyczne, spowoduje dalszy wzrost cen uprawnień do emisji. |
|  | Dyrektywa 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa OZE). | Dostosowanie legislacji związanej ze zwiększaniem udziału energii odnawialnej w odniesieniu do nowego, wyższego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE w 2030 roku. | 27 czerwca 2022 roku Rada ds. Transportu, Telekomunikacji i Energii (Rada TTE) przyjęła podejście ogólne w sprawie dyrektywy OZE. 13 lipca 2022 roku wiodąca w PE Komisja Przemysłu, Badań Naukowych i Energii (ITRE) przyjęła końcowy raport w sprawie dyrektywy OZE a na posiedzeniu plenarnym 14 września 2022 roku przyjęto stanowisko PE. Posłowie przyjęli m.in. wyższy ogólny cel OZE, tj. 45% i odpowiednio wyższe cele sektorowe. PE przyjął również możliwość zaliczania energii | Dalsze prace w ramach trilogów toczą się na poziomie technicznym i politycznym. Jako datę transpozycji do prawa krajowego proponuje się 31 grudnia 2024 roku . W odniesieniu do zmian wynikających z komunikatu z REPowerEU trwają dalsze prace w Radzie prowadzące do przyjęcia | Poprawa konkurencyjności niskoemisyjnych źródeł energii w porównaniu do energii ze źródeł wysokoemisyjnych. Większy udział źródeł odnawialnych w polskim miksie energetycznym do 2030 roku. |

elektrycznej z OZE na poczet celów w ciepłownictwie systemowym.

6 października 2022 roku odbył się pierwszy trilog pomiędzy KE, Radą i PE, podczas którego przedstawione zostały stanowiska tych instytucji.

Ponadto, w ramach komunikatu REPowerEU KE **18 maja 2022 roku** przedstawiła propozycje dodatkowych zmian do dyrektywy OZE w zakresie przyspieszenia procedur administracyjnych i wydawania decyzji dla instalacji OZE.

Projekt raportu posła-sprawozdawcy Markusa Piepera (EPP, DE) w tej sprawie został opublikowany **5 września 2022 roku**.

14 listopada 2022 roku komisja ITRE przyjęła końcowy raport.

podejścia ogólnego i w PE przed głosowaniem na grudniowym posiedzeniu plenarnym.



Dyrektywa 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (dyrektywa EED).

Dostosowanie legislacji związanej z poprawą efektywności energetycznej w odniesieniu do nowego, wyższego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE w 2030 roku.

27 czerwca 2022 roku Rada TTE przyjęła podejście ogólne w sprawie dyrektywy EED.

13 lipca 2022 roku wiodąca w PE komisja ITRE przyjęła końcowy raport w sprawie dyrektywy EED, a na posiedzeniu plenarnym **14 września 2022 roku** przyjęto ostateczne stanowisko PE. Posłowie przyjęli m.in. wyższy cel zmniejszenia zużycia energii finalnej o 40% do 2030 roku i 42,5% w odniesieniu do energii pierwotnej w porównaniu do 2007 roku. Państwa miałyby określać wiążące wkłady krajowe, a współczynnik nowych rocznych oszczędności energii finalnej przyjęto na poziomie 2%. W zakresie definicji wysokosprawnej kogeneracji i efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego PE nie wprowadził istotnych zmian względem propozycji KE.

6 października 2022 roku odbył się pierwszy trilog pomiędzy KE, Radą i PE, podczas którego przedstawione zostały stanowiska instytucji.

W ramach prowadzonych trilogów uwzględniono też propozycję dodatkowej zmiany do dyrektywy EED, wynikającej

Dalsze prace w ramach trilogów toczą się na poziomie technicznym i politycznym.

Kolejny trilog odbędzie się **22 listopada 2022 roku**. Termin transpozycji dyrektywy do prawa krajowego nie został wskazany w opublikowanym projekcie.



Poprawa konkurencyjności niskoemisyjnych źródeł energii w porównaniu do energii ze źródeł wysokoemisyjnych w szczególności w systemach ciepłowniczych.

Szybsze tempo wypierania kogeneracji węglowej z systemów ciepłowniczych w związku z wprowadzeniem nowego kryterium emisyjnego.

Konieczność szerszego rozwijania źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego w systemach ciepłowniczych.

Wyższy współczynnik rocznych oszczędności energii finalnej, wpływający na zwiększenie obciążeń systemem świadectw efektywności energetycznej.

z komunikatu REPowerEU KE z **18 maja 2022 roku**.

| | | | | | |
|---|---|--|---|--|---|
|  | <p>Dyrektywa 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (dyrektywa EPBD).</p> | <p>Dostosowanie legislacji związanej z poprawą charakterystyki energetycznej budynków w UE w odniesieniu do celu neutralności klimatycznej do 2050 roku oraz do nowego, wyższego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE w 2030 roku.</p> | <p>6 czerwca 2022 roku poseł-sprawozdawca w komisji ITRE w PE Ciarán Cuffe (Greens/EFA, Irlandia) przedstawił projekt raportu w sprawie dyrektywy EPBD.</p> <p>25 października 2022 roku Rada TTE przyjęła podejście ogólne w sprawie dyrektywy EPBD. Zgodnie ze stanowiskiem Rady, od 2030 roku nowo budowane budynki mieszkalne będą musiały być zeroemisyjne, a ten wymóg do 2050 roku dotyczyć będzie też tych wybudowanych wcześniej. Maksymalne zużycie energii pierwotnej w nowych budynkach będzie co do zasady określane na poziomie państw członkowskich, przy czym dla istniejących budynków, państwa określać będą trajektorię redukcji zużycia energii pierwotnej.</p> <p>Dalsze prace prowadzone w PE i podejście ogólne Rady uwzględniają propozycje dodatkowych zmian do dyrektywy EPBD, przedstawione w ramach komunikatu REPowerEU Komisji Europejskiej z 18 maja 2022 roku.</p> | <p>Wniosek legislacyjny podlega dalszym pracom w Radzie oraz PE. Głosowanie raportu w komisji ITRE zaplanowano na 29 listopada 2022 roku. Wstępnie, głosowanie na posiedzeniu plenarnym PE wyznaczono na 12 grudnia 2022 roku. Termin transpozycji dyrektywy do prawa krajowego nie został wskazany w opublikowanym projekcie.</p> | <p>Poprawa konkurencyjności odnawialnych źródeł energii jako źródła ciepła w budynkach. Zmniejszenie zapotrzebowania budynków na ciepło w związku z poprawą ich charakterystyki energetycznej. Szybsze tempo wypierania wszystkich paliw kopalnych w sektorach ciepłownictwa, w tym systemowego. Potencjalne zahamowanie rozwoju istniejących systemów ciepłowniczych ze względu na proponowane wymogi dla nowych i modernizowanych budynków.</p> |
|  | <p>Rozporządzenie w sprawie wspierania infrastruktury paliw alternatywnych (rozporządzenie AFIR).</p> | <p>Celem przyjęcia nowego rozporządzenia, które uchyla dyrektywę ws. rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych jest zapewnienie szybszego rozwoju infrastruktury ładowania i wdrożenia celów w zakresie minimalnego rozmieszczenia stacji ładowania, w tym celów dotyczących odległości pomiędzy punktami ładowania w całej transeuropejskiej sieci transportowej (TEN-T).</p> | <p>2 czerwca 2022 roku Rada TTE przyjęła podejście ogólne w sprawie projektu rozporządzenia AFIR.</p> <p>3 października 2022 roku wiodąca w PE Komisja Transportu i Turystyki (TRAN) przyjęła końcowy raport w sprawie rozporządzenia AFIR. Posłowie z komisji TRAN przyjęli bardziej ambitne cele w zakresie rozwoju elektromobilności niż pierwotnie zaproponowała KE, jak też uwzględniono w większym stopniu rolę i wpływ na operatorów systemów dystrybucyjnych.</p> <p>Głosowanie na posiedzeniu plenarnym PE ws. stanowiska dot. rozporządzenia AFIR miało miejsce 19 października 2022 roku.</p> <p>27 października 2022 roku odbył się pierwszy trilog pomiędzy KE, Radą i PE,</p> | <p>Po pierwszym trilogu prace skierowano na poziom techniczny. Kolejny trilog odbędzie się 30 listopada 2022 roku.</p> | <p>Konieczność przygotowania sieci elektroenergetycznej do realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia AFIR w obszarze dystrybucyjnym.</p> |

podczas którego przedstawione zostały stanowiska instytucji.



Dyrektywa 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola).

Wprowadzenie nowych wymagań zaostrzających sposób określenia poziomu emisji w pozwoleniu zintegrowanym, zasady uzyskiwania derogacji od wymagań BAT i przyznających nowe kompetencje KE. Zwiększany jest udział społeczeństwa w postępowaniu odwoławczym. Zobligowani Operatorzy będą wprowadzić System Zarządzania Środowiskowego, który będzie zawierał m.in. plan transformacji do 2050 roku w kierunku zrównoważonej, czystej i neutralnej dla klimatu gospodarki o obiegu zamkniętym.

5 kwietnia 2022 roku KE zaprezentowała projekt zmian w dyrektywie. KE proponuje:

- zmianę zasad określania progów emisji wg BAT, w tym konieczność uzasadnienia osiąganego poziomu emisji,
- wprowadzenie wymogów odnoszących się do efektywności energetycznej,
- zwiększenie udziału społeczeństwa w postępowaniu,
- wprowadzenie obowiązkowego systemu zarządzania środowiskowego,
- możliwość dochodzenia roszczeń za szkody wywołane działaniem instalacji i zmiany ciężaru dowodowego,
- zmianę zasad przyznawania derogacji, w tym przygotowanie wytycznych przez KE.

Wstępny projekt raportu w wiodącej komisji ENVI został przedstawiony **14 listopada 2022 roku**.

Wniosek legislacyjny podlega dalszym pracom w Radzie i PE. Wejście w życie nowej dyrektywy planowane jest na **koniec 2024 roku**.

Komisja ENVI ma przedstawić propozycję poprawek do raportu do **7 grudnia 2022 roku**.

Głosowanie stanowiska komisji ENVI odbędzie się prawdopodobnie **25 kwietnia 2023 roku**.

Głosowanie plenarne w PE przewidywane jest **w maju 2023 roku**.

Wejście w życie zaproponowanych rozwiązań może spowodować poniesienie dodatkowych nakładów inwestycyjnych w segmentach Energetyka Konwencjonalna oraz Ciepłownictwo.

Regulacje dotyczące perspektywy finansowej na lata 2021-2027 oraz zrównoważonego finansowania



Rozporządzenie 2020/852 w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088 (rozporządzenie dot. taksonomii)

Ułatwienie finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego w UE.



2 lutego 2022 roku KE zaprezentowała akt delegowany określający szczegółowe techniczne kryteria przesiewowe w zakresie wykorzystania energii jądrowej i gazu. **9 marca 2022 roku** KE oficjalnie przyjęła ten akt delegowany.

14 czerwca 2022 roku Komisja Gospodarcza i Monetarna (ECON) i ENVI przegłosowały rezolucję o odrzuceniu przez PE aktu delegowanego. Rezolucja ta została jednak odrzucona podczas głosowania na

Rozporządzenie delegowane będzie stosowane od **1 stycznia 2023 roku**.

Wpływ na dostępność oraz koszt środków finansowych pozyskiwanych przez spółki GK PGE na inwestycje. Bezpośredni wpływ na pozyskanie kapitału zewnętrznego dla inwestycji w kondensację i wysokosprawną kogenerację gazową, w zależności od lokalizacji i spełnienia kryteriów określonych przez dodatkowy akt delegowany.

Obowiązek włączania do oświadczenia na temat informacji niefinansowych

| | | | | | |
|--|--|--|---|---|--|
| <p>i Rozporządzenie delegowane 2022/1214 określające techniczne kryteria przesiewowe dla energetyki jądrowej i gazu.</p> | <p>posiedzeniu plenarnym PE 6 lipca 2022 roku. 11 lipca 2022 roku upłynął termin na zgłoszenie sprzeciwu przez PE i Radę. W Radzie akt delegowany również nie został zablokowany. 15 lipca 2022 roku Rozporządzenie delegowane 2022/1214, określające techniczne kryteria przesiewowe dla energetyki jądrowej i gazu zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE.</p> | <p>lub skonsolidowanego oświadczenia na temat informacji niefinansowych, informacji odnośnie udziału w obrocie, CAPEX-ie i OPEX-ie działalności zrównoważonych pod względem środowiskowym. Zgodność z zasadą „nie wyrządzania znaczącej szkody” będzie dodatkowym kryterium oceny projektów inwestycyjnych w ramach instrumentów finansowych UE.</p> | | | |
|  | <p>Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie należytej staranności przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju oraz zmieniająca dyrektywę (UE) 2019/1937 (dyrektywa CSDD).</p> | <p>Ustanowienie ram sprzyjających wnoszeniu przez przedsiębiorstwa wkładu w dążenie do zapewnienia poszanowania praw człowieka i przepisów w zakresie ochrony środowiska w podejmowanych przez nie działaniach i za pośrednictwem ich łańcuchów wartości.</p> | <p>23 lutego 2022 roku KE przedstawiła wniosek legislacyjny dotyczący dyrektywy w sprawie należytej staranności przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju. KE proponuje m.in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ konieczność identyfikacji aktualnego i potencjalnego niekorzystnego wpływu na środowisko i na prawa człowieka, wynikającego z działalności przedsiębiorstwa a w przypadku łańcucha wartości z działalności ugruntowanych relacji biznesowych danego podmiotu, ▪ konieczność podejmowania odpowiednich środków, aby zapobiec, a gdy zapobieganie nie jest możliwe lub nie jest możliwe natychmiast, odpowiednio złagodzenie potencjalnego niekorzystnego wpływu na prawa człowieka i środowisko, wynikającego z działalności przedsiębiorstwa oraz podmiotów zależnych, a w przypadku łańcucha wartości z działalności ugruntowanych relacji biznesowych danego podmiotu. | <p>W Radzie kontynuowane będą robocze dyskusje w zakresie propozycji tej dyrektywy. Zakończenie prac nad stanowiskiem PE przewidziane jest na II kwartał 2023 roku. Porozumienie w zakresie podejścia ogólnego w Radzie spodziewane jest w okresie IV kwartał 2022 roku - I kwartał 2023 roku.</p> | <p>Zwiększenie obowiązków w zakresie raportowania w odniesieniu do łańcucha wartości GK PGE pod kątem ochrony środowiska i wpływu na prawa człowieka. Uwzględnienie polityki należytej staranności (due diligence) w zakresie zrównoważonego rozwoju w działaniach całej GK PGE.</p> |
|  | <p>Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniające rozporządzenie (UE) 2021/241 w odniesieniu do rozdziałów</p> | <p>Dodanie do KPO specjalnych rozdziałów obejmujących nowe reformy i inwestycje służące osiągnięciu celów REPowerEU.</p> | <p>18 maja 2022 roku KE przedstawiła wniosek legislacyjny dotyczący zmiany rozporządzenia ustanawiającego instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (RRF). 3 października 2022 roku komisja ENVI przyjęła swoją opinię do rozporządzenia zmieniającego rozporządzenie o RRF</p> | <p>Trilogi planowane są na listopad oraz grudzień 2022 roku. Wejście w życie rozporządzenia powinno nastąpić w styczniu lub lutym 2023 roku.</p> | <p>Możliwość pozyskania z KPO środków finansowych na inwestycje GK PGE.</p> |

REPowerEU
w planach
odbudowy
i zwiększania
odporności oraz
zmieniające
rozporządzenie (UE)
2021/1060,
rozporządzenie (UE)
2021/2115,
dyrektywę
2003/87/WE
i decyzję (UE)
2015/1814.

wskazując, iż 20 mld EUR na rozdział REPowerEU w KPO powinno zostać pozyskane w całości ze sprzedaży uprawnień z puli aukcyjnej państw członkowskich przewidzianej na lata 2027-2030 - z terminem sprzedaży do końca 2025 roku.

4 października 2022 roku Rada osiągnęła porozumienie w zakresie podejścia ogólnego odnośnie zmian rozporządzenia o RRF. Zgodnie z podejściem ogólnym:

- 20 mld EUR na rozdział REPowerEU w KPO będzie pochodzić z wcześniejszej sprzedaży uprawnień z Funduszu Innowacyjnego (15 mld EUR) oraz z puli aukcyjnej państw członkowskich (5 mld EUR); uprawnienia te mają zostać sprzedane do końca 2026 roku,
- zakres inwestycji, które mogą być finansowane w ramach rozdziału REPowerEU w KPO został rozszerzony o wąskie gardła w przypadku dystrybucji i o efektywność energetyczną w przypadku krytycznej infrastruktury energetycznej,
- zmieniono klucz alokacji w stosunku do rozporządzenia o RRF,
- wprowadzono możliwość wypłacania przez KE zaliczek w wysokości 15% kwoty żądanej przez dane państwo członkowskie do sfinansowania rozdziału REPowerEU w KPO.

25 października 2022 roku Komisja Budżetowa (BUDG) i ECON przyjęły stanowisko PE, odnośnie nowych rozdziałów z RRF w ramach REPowerEU. Zgodnie z tym stanowiskiem:

- wprowadzono zaliczki w wysokości 20% kwoty przypadającej na dane państwo członkowskie;
- objęto finansowaniem inwestycje rozpoczęte po 31 stycznia 2022 roku;
- zdecydowano, że co najmniej 35% środków finansowych otrzymanych przez dane państwo członkowskie

powinno zostać przeznaczone na działania o wymiarze transgranicznym lub wielonarodowym;

- rozszerzono zakres inwestycji, które mogą być wspierane o inwestycje służące zwiększeniu pojemności magazynowania energii.

Regulacje wprowadzające zmiany na rynku elektroenergetycznym w UE



Rozporządzenie Rady w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii.

Ustanowienie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu złagodzenia skutków wysokich cen energii za pomocą wyjątkowych, ukierunkowanych i ograniczonych w czasie środków.

9 września 2022 roku na nadzwyczajnym posiedzeniu Rada TTE wezwała KE do zaproponowania działań w celu poprawy sytuacji na rynku energetycznym.

14 września 2022 roku KE przedstawiła projekt rozporządzenia Rady (w trybie art. 122 TFUE).

30 września 2022 roku Rada TTE osiągnęła polityczne porozumienie ws. tego rozporządzenia.

6 października 2022 roku Rada TTE formalnie przyjęła rozporządzenie kwalifikowaną większością głosów.

7 października 2022 roku w Dzienniku Urzędowym UE zostało ogłoszone Rozporządzenie Rady 2022/1854 w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii. Weszło ono w życie następnego dnia po publikacji.

Rozporządzenie to wprowadza obowiązek redukcji zużycia energii elektrycznej, ograniczenie dochodów rynkowych, które niektórzy producenci uzyskują z wytwarzania energii elektrycznej oraz zobowiązuje państwa członkowskie do ukierunkowanej redystrybucji tych środków na rzecz odbiorców końcowych.

Rozporządzenie umożliwia też państwom członkowskim stosowanie interwencji publicznych w zakresie ustalania cen za dostawę energii elektrycznej dla gospodarstw domowych oraz małych i średnich przedsiębiorstw, a także

Od **1 grudnia 2022 roku** będzie obowiązek stosowania kluczowych artykułów rozporządzenia dotyczących pułapu dochodów dla spółek energetycznych oraz zmniejszenia zużycia energii elektrycznej.






W I półroczu 2023 roku spodziewana jest publikacja projektu reformy rynku elektroenergetycznego.

Bezpośredni wpływ finansowy na GK PGE jest uzależniony od rozwiązań przyjętych na poziomie krajowym. Potencjalny odpływ części dochodów GK PGE pochodzących z wytwarzania energii m.in. z OZE oraz z elektrowni na węgiel brunatny (potencjalnie również z elektrowni na węgiel kamienny).

wprowadza przepisy dotyczące tymczasowej składki solidarnościowej od unijnych przedsiębiorstw prowadzących działalność głównie w sektorach ropy naftowej, gazu, węgla i rafinerii.

3. Działalność Grupy Kapitałowej PGE

3.1. Podstawowe segmenty działalności GK PGE

| |  Energetyka Konwencjonalna |  Ciepłownictwo |  Energetyka Odnawialna |  Dystrybucja |  Obrót |
|--|---|--|--|---|---|
| Kluczowe aktywa segmentu | 5 elektrowni konwencjonalnych 2 kopalnie węgla brunatnego | 16 elektrociepłowni | 20 farm wiatrowych 5 elektrowni fotowoltaicznych 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym | 297 716 km linii dystrybucyjnych | - |
| Moc zainstalowana energia elektryczna/ energia ciepła | 12 852 MWe/844 MWt | 2 608 MWe/6 919 MWt | 2 416 MWe/- | - | - |
| Wolumeny energii elektrycznej¹ | Produkcja energii elektrycznej netto 14,55 TWh | Produkcja energii elektrycznej netto 0,88 TWh | Produkcja energii elektrycznej netto 0,60 TWh | Dystrybuowana energia elektryczna 8,93 TWh | Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 8,24 TWh ² |
| Wolumeny energii cieplnej¹ | Produkcja ciepła netto 0,43 PJ | Produkcja ciepła netto 3,85 PJ | - | - | - |
| Pozycja rynkowa | GK PGE jest liderem w dziedzinie wydobycia węgla brunatnego w Polsce (93%) GK PGE jest również krajowym liderem w produkcji energii elektrycznej oraz największym wytwórcą ciepła sieciowego | - | GK PGE jest największym producentem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (bez uwzględniania biomasy i biogazu) z rynkowym udziałem ok. 8% | Drugi pod względem ilości klientów dystrybutor energii elektrycznej w kraju | Lider w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce |

¹Prezentowane dane dotyczą III kwartału 2022 roku.

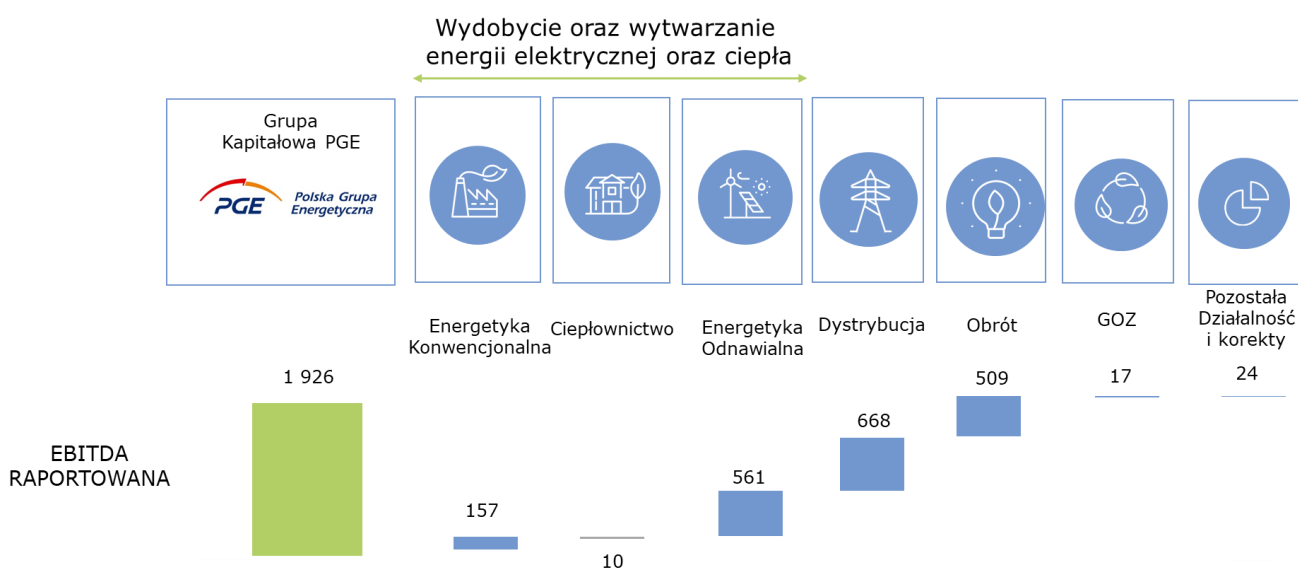
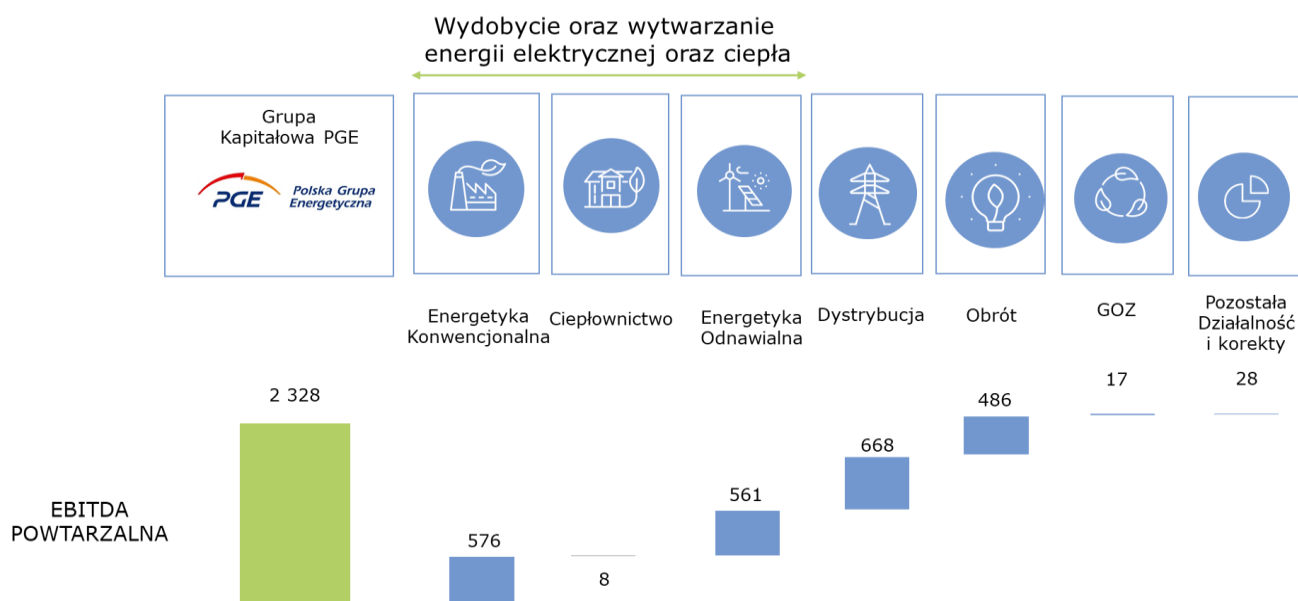
²Dane dotyczą PGE Obrót S.A.

3.2. Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE

Najlepszym miernikiem oceny rentowności i poziomu zyskowności spółek z branży energetycznej jest wynik EBITDA powtarzalna. Jest to wynik przed potrąceniem kosztów amortyzacji, podatków dochodowych oraz działalności finansowej, w tym odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych. EBITDA umożliwia porównywanie wyników spółek, abstrahując od wartości ich majątku, poziomu zadłużenia oraz obowiązujących stawek podatku dochodowego.

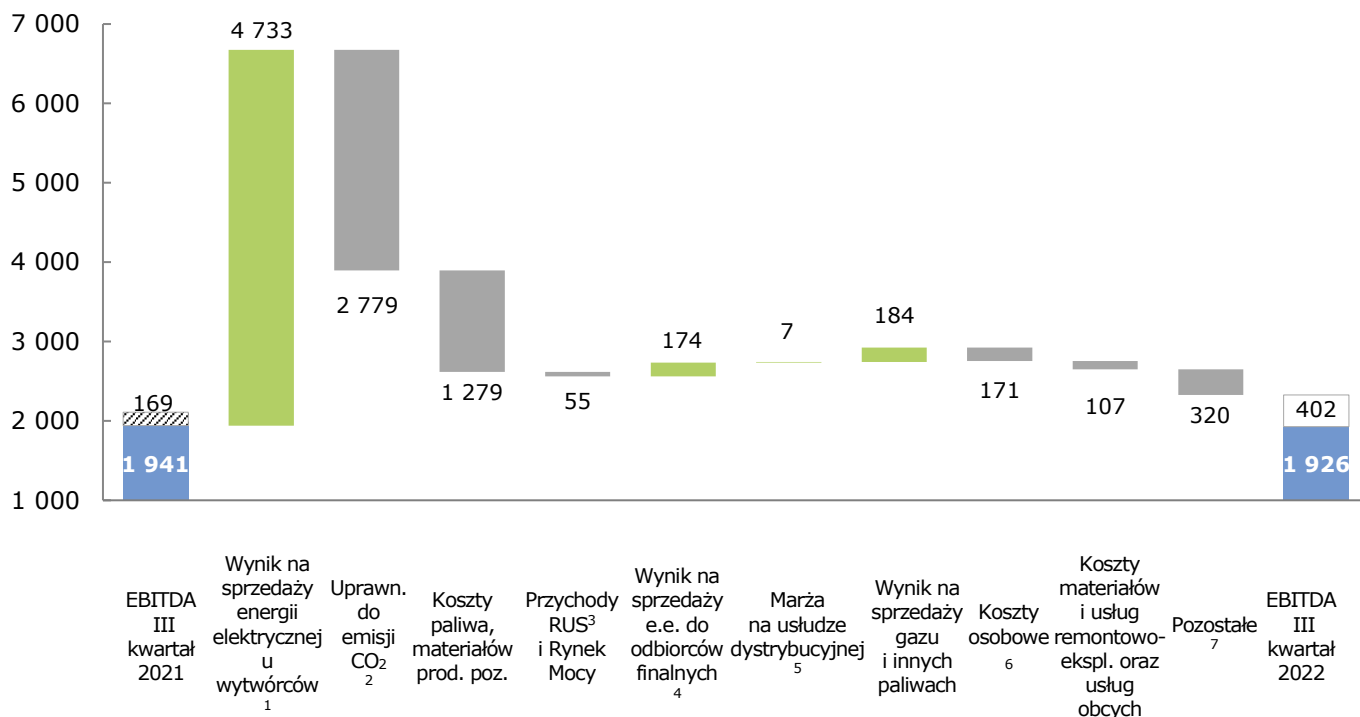
Na skonsolidowany wynik Grupy PGE składają się wyniki finansowe poszczególnych segmentów działalności. Największy udział w wyniku EBITDA powtarzalna Grupy za III kwartał 2022 roku mają segmenty: Dystrybucja (29%), Energetyka Konwencjonalna (25%), Energetyka Odnawialna (24%) oraz Obrót (21%). Pozostałe segmenty mają nieznaczny udział w wyniku EBITDA powtarzalna.

Wykres: Podstawowe dane finansowe GK PGE (mln PLN)



SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

Wykres: Główne czynniki kształtujące wynik EBITDA GK PGE (mln PLN).



| Odchylenie | 4 733 | -2 779 | -1 279 | -55 | 174 | 7 | 184 | -171 | -107 | -320 | |
|--|--------------|--------|--------|-------|-----|-----|-------|------|-------|------|--------------|
| EBITDA raportowana III kwartał 2021 | 2 110 | | | | | | | | | | |
| Zdarzenia jednorazowe/przejściowe III kwartał 2021 | 169 | | | | | | | | | | |
| EBITDA powtarzalna III kwartał 2021 | 1 941 | 4 826 | 2 357 | 1 158 | 784 | 281 | 1 080 | -8 | 1 226 | 830 | 549 |
| EBITDA powtarzalna III kwartał 2022 | | 9 559 | 5 136 | 2 437 | 729 | 455 | 1 087 | 176 | 1 397 | 937 | 229 |
| Zdarzenia jednorazowe/przejściowe III kwartał 2022 | | | | | | | | | | | -402 |
| EBITDA raportowana III kwartał 2022 | | | | | | | | | | | 1 926 |

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

¹Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej pomniejszony o koszt zakupu energii elektrycznej.

Zmiana w porównaniu do wartości prezentowanych w III kwartale 2021 roku – zgodnie ze zmianami do MSR 16 uwzględniono produkcję energii z nowego bloku w Elektrowni Turów w okresie od synchronizacji do rozpoczęcia ruchu próbnego.

²Skorygowane o wynik na odsprzedaży uprawnień do emisji CO₂, który powstał w wyniku redukcji PSE S.A. i działań handlowych oraz wynik na kontraktach forward.

Zmiana prezentacyjna w porównaniu do wartości prezentowanych w III kwartale 2021 roku – uwzględniono koszty CO₂ poza produkcją e.e. i ciepła.

³RUS - Regulacyjne Usługi Systemowe.

⁴Z uwzględnieniem korekty marży na prawach majątkowych (PM) na GK PGE.

⁵Uwzględnia przychody z tytułu usług dystrybucyjnych, koszty usług przesyłowych PSE S.A. i saldo opłat przenoszonych oraz koszty zakupu e.e. na pokrycie różnicy bilansowej.

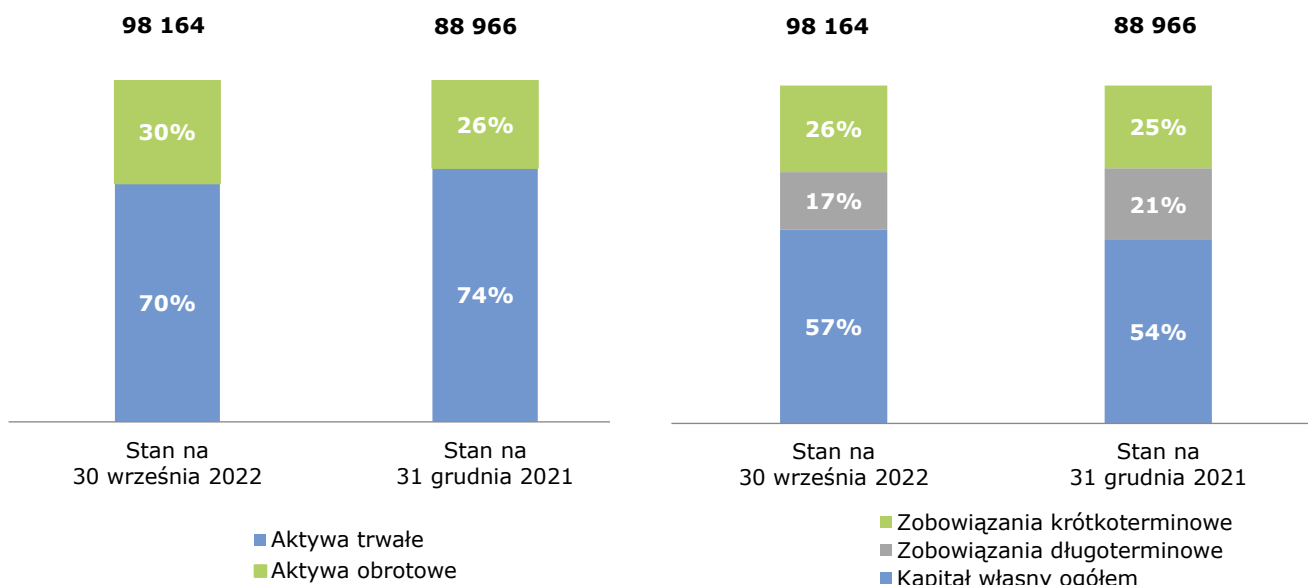
⁶Pozycja Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe).

⁷Odchylenie na pozycji Pozostałe głównie w efekcie niższego wyniku na pozostałej działalności operacyjnej - wyższych odpisów aktualizujących należności handlowe oraz wyższych rezerw na poczet przyszłych należności wątpliwych w spółkach sprzedaży detalicznej.

Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy na rekultywację, rezerwy na prosumentów oraz rekompensat KDT (zdarzenia jednorazowe) i wyniku na rolowaniu transakcji zabezpieczających cenę uprawnień do emisji CO₂ (zdarzenie przejściowe).

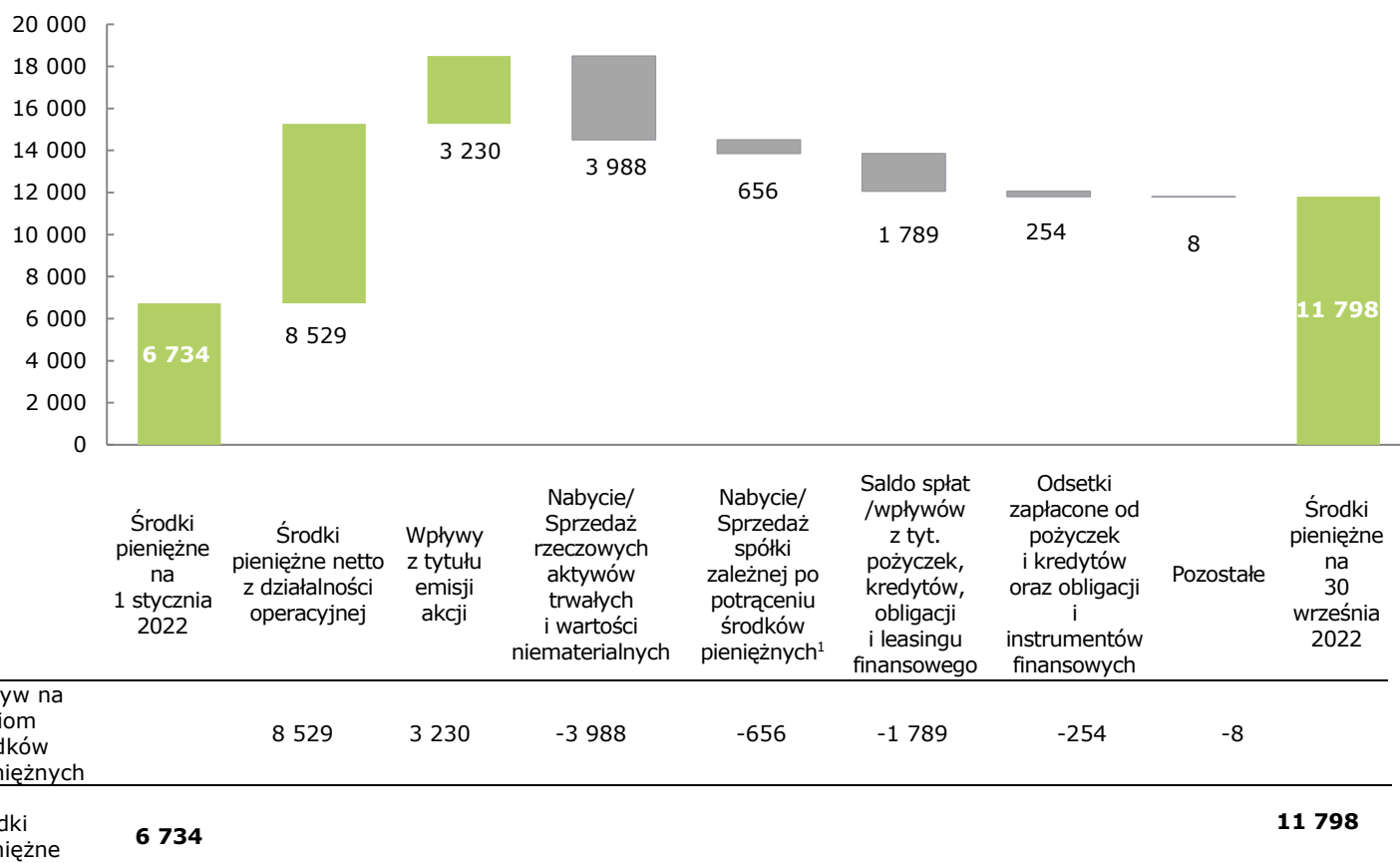
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

Wykres: Struktura Aktywów oraz Kapitałów i Zobowiązań (mIn PLN).



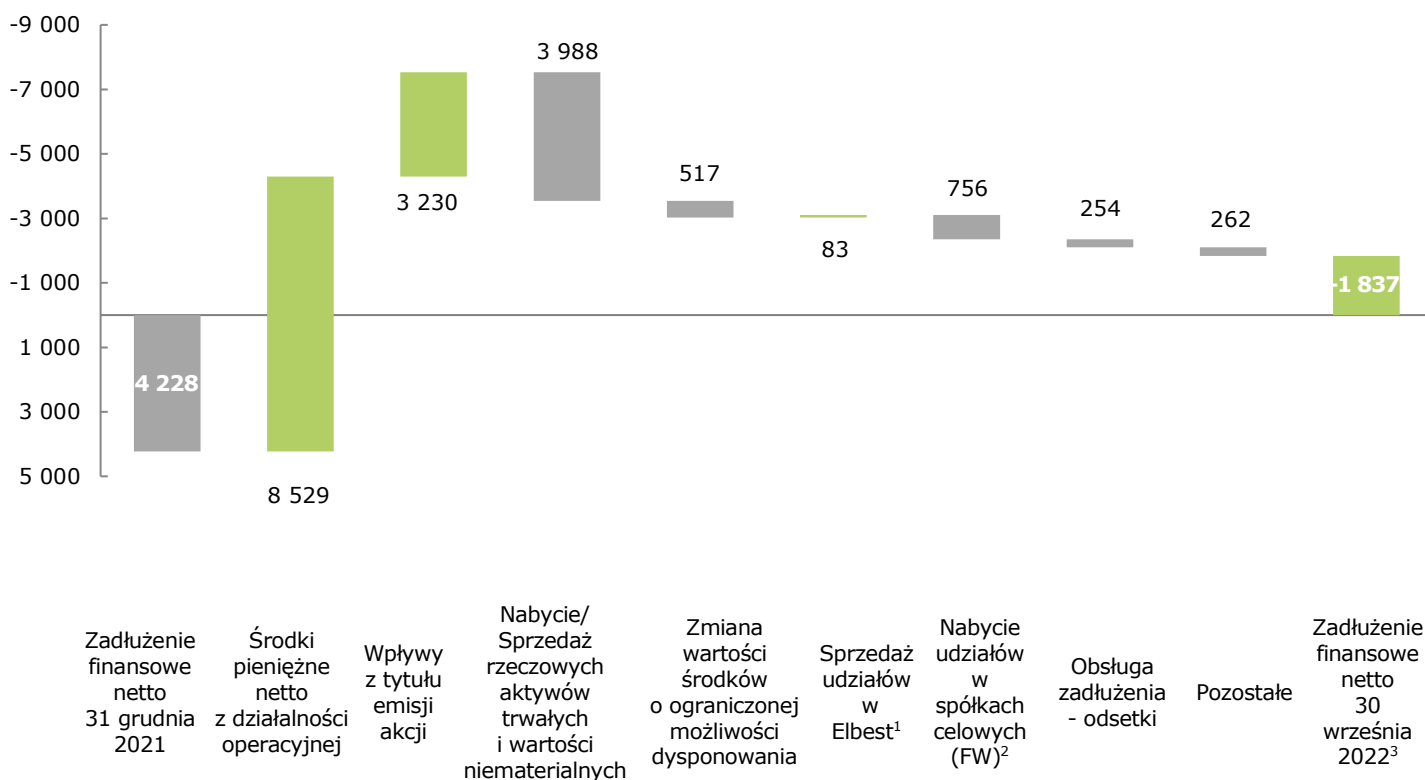
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPLÝWÓW PIENIĘŻNYCH

Wykres: Zmiana stanu środków pieniężnych (mIn PLN).



¹Głównie środki pieniężne wydatkowane przez PGE EO S.A. na zakup od Vanadium Holdco Limited 100% udziałów w spółce Collfield Investments operującej trzema farmami wiatrowymi. Kwota 344 mln PLN stanowiła zapłatę za udziały, kwota 595 mln PLN dotyczyła subrogacji zobowiązań, natomiast przejęta gotówka wyniosła 183 mln PLN. Dodatkowo uwzględniono środki pieniężne ze sprzedaży udziałów w Elbest sp. z o.o. w wysokości 88 mln PLN po potrąceniu gotówki sprzedawanej spółki - 5 mln PLN i inne transakcje.

Wykres: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).



Wpływ na poziom zadłużenia netto

| | | | | | | | | | | |
|----------------------------|--------------|--|--|--|--|--|--|--|--|---------------|
| Zadłużenie finansowe netto | 4 228 | | | | | | | | | -1 837 |
|----------------------------|--------------|--|--|--|--|--|--|--|--|---------------|

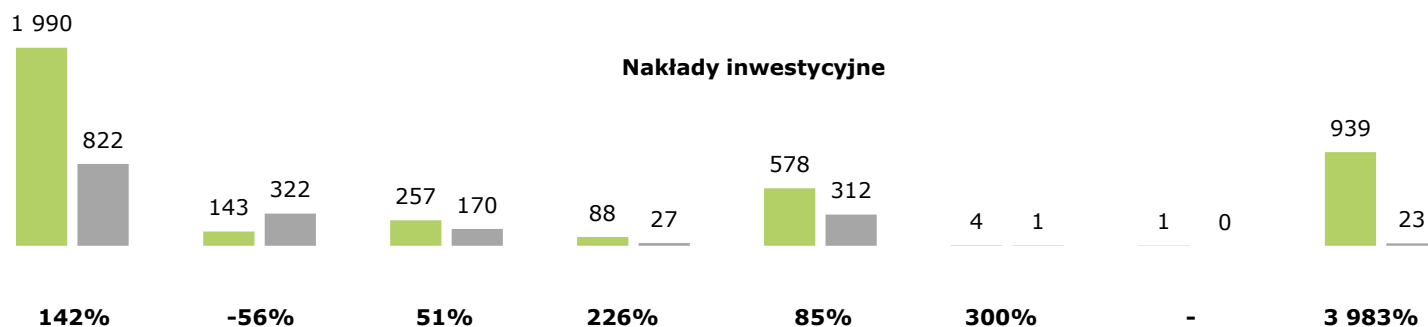
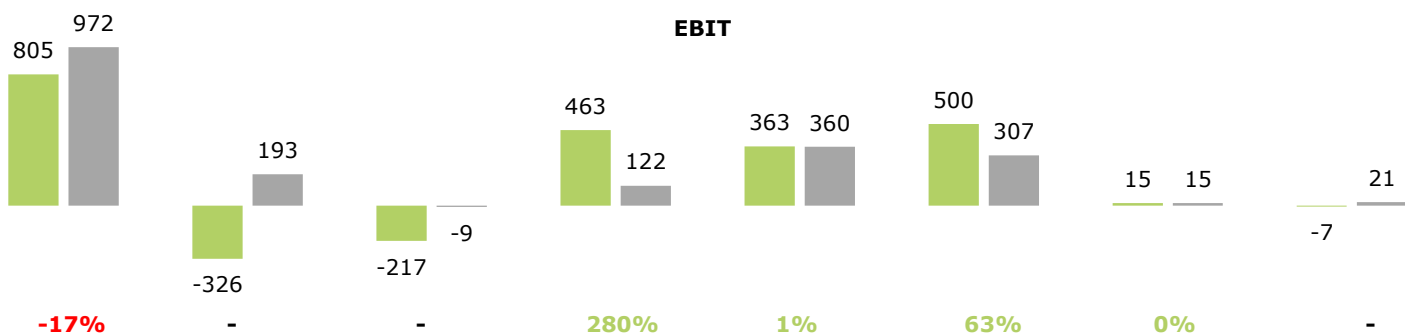
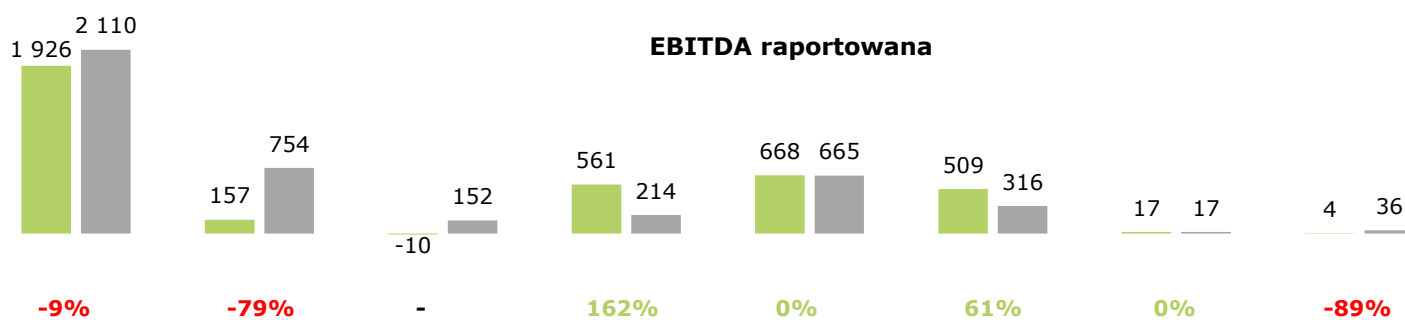
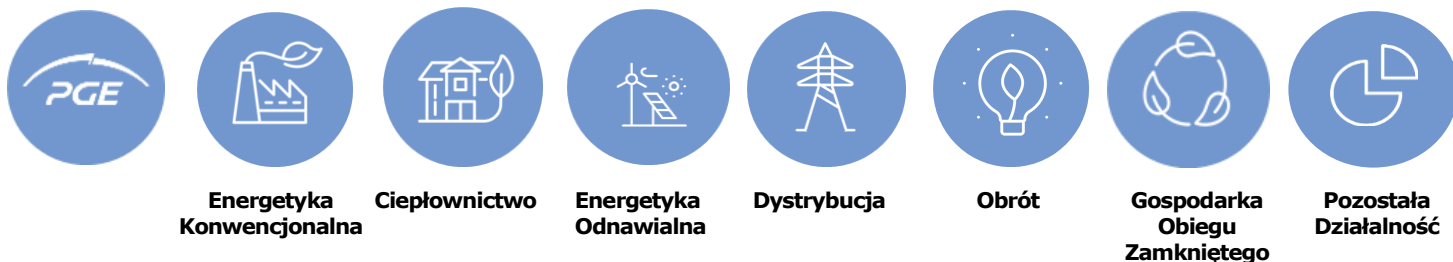
¹Sprzedaż udziałów w Elbest sp. z o.o. (88 mln PLN) po potrąceniu gotówki sprzedawanej spółki (5 mln PLN).

²Zakup przez PGE EO S.A. od Vanadium Holdco Limited 100% udziałów w spółce Collfield Investments operującej trzema farmami wiatrowymi. Kwota 344 mln PLN stanowiła zapłatę za udziały, kwota 595 mln PLN dotyczyła subrogacji zobowiązań, natomiast przejęta gotówka wyniosła 183 mln PLN.

FW - farma wiatrowa.

³Szacunkowy poziom ekonomicznego zadłużenia finansowego netto (uwzględniającego przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO₂) wynosi 11 140 mln PLN.

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE W SEGMENTACH DZIAŁALNOŚCI



BILANS ENERGII GK PGE

Tabela: Zestawienie sprzedaży, zakupu, produkcji i zużycia energii elektrycznej w Grupie Kapitałowej PGE (TWh).

| Wolumen sprzedaży | III kw. 2022 | III kw. 2021 | Zmiana % | I-III kw. 2022 | I-III kw. 2021 ² | Zmiana % |
|---|--------------|--------------|-------------|----------------|-----------------------------|------------|
| A. Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, w tym: | 24,49 | 27,28 | -10% | 74,71 | 79,86 | -6% |
| ▪ Sprzedaż do odbiorców finalnych ¹ | 8,26 | 9,17 | -10% | 25,72 | 27,92 | -8% |
| ▪ Sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym | 16,23 | 18,11 | -10% | 48,99 | 51,94 | -6% |
| B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący) | 9,40 | 10,40 | -10% | 28,92 | 31,78 | -9% |
| C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE | 16,02 | 17,60 | -9% | 48,34 | 50,72 | -5% |
| D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A) | 0,93 | 0,72 | 29% | 2,55 | 2,64 | -3% |

¹Sprzedaż realizowana głównie przez PGE Obrót S.A. oraz PGE Energia Ciepła S.A.

²W związku ze zmianami w zakresie standardu MSR 16 skorygowano dane za trzy kwartały 2021 roku, uwzględniając produkcję z bloku nr 7 w Elektrowni Turów od momentu synchronizacji do początku ruchu próbnego.

Łączny wolumen zakupionej i wyprodukowanej energii jest większy niż wolumen sprzedanej energii. Różnica prezentowana w punkcie D wynika z konieczności pokrycia strat sieciowych w działalności dystrybucyjnej (OSD), zużycia energii w kopalniach węgla brunatnego (KWB) oraz zużycia energii w elektrowniach szczytowo-pompowych (ESP).

Niższa sprzedaż energii na rynku hurtowym z uwzględnieniem rynku bilansującego wynika z sytuacji rynkowej w trzech kwartałach 2022 roku oraz ograniczeń w dostawach węgla kamiennego. Niższy zakup na rynku hurtowym to głównie efekt niższej sprzedaży do odbiorców finalnych w segmencie klientów korporacyjnych, którzy skłaniają się w kierunku dywersyfikacji źródeł energii (głównie odnawialnych).

Tabela: Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej (TWh).

| Wolumen produkcji | III kw. 2022 | III kw. 2021 | Zmiana % | I-III kw. 2022 | I-III kw. 2021 ¹ | Zmiana % |
|--|--------------|--------------|------------|----------------|-----------------------------|------------|
| PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego: | 16,02 | 17,60 | -9% | 48,34 | 50,72 | -5% |
| Elektrownie opalane węglem brunatnym | 10,01 | 9,73 | 3% | 29,88 | 27,49 | 9% |
| w tym współspalanie biomasy | 0,00 | 0,00 | - | 0,00 | 0,00 | - |
| Elektrownie opalane węglem kamiennym | 4,54 | 6,09 | -25% | 11,20 | 14,90 | -25% |
| w tym współspalanie biomasy | 0,00 | 0,01 | -100% | 0,00 | 0,02 | -100% |
| Elektrociepłownie węglowe | 0,59 | 0,52 | 13% | 3,00 | 3,09 | -3% |
| w tym współspalanie biomasy | 0,00 | 0,00 | - | 0,00 | 0,00 | - |
| Elektrociepłownie gazowe | 0,28 | 0,63 | -56% | 1,89 | 3,09 | -39% |
| Elektrociepłownie biomasowe | 0,00 | 0,12 | -100% | 0,18 | 0,27 | -33% |
| Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi | 0,01 | 0,01 | 0% | 0,03 | 0,03 | 0% |
| Elektrownie szczytowo-pompowe | 0,25 | 0,14 | 79% | 0,68 | 0,50 | 36% |
| Elektrownie wodne | 0,06 | 0,09 | -33% | 0,32 | 0,37 | -14% |
| Elektrownie wiatrowe | 0,28 | 0,27 | 4% | 1,16 | 0,98 | 18% |
| w tym produkcja OZE | 0,35 | 0,50 | -30% | 1,69 | 1,67 | 1% |

¹W związku ze zmianami w zakresie standardu MSR 16 skorygowano dane za trzy kwartały 2021 roku, uwzględniając produkcję z bloku nr 7 w Elektrowni Turów od momentu synchronizacji do początku ruchu próbnego w ilości 0,18 TWh.

Poziom produkcji energii elektrycznej w trzech kwartałach 2022 roku ukształtował się na poziomie niższym o 5% w porównaniu do trzech kwartałów 2021 roku. Produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym była wyższa o 2,4 TWh. Wzrost produkcji w Elektrowni Turów jest efektem wyższej produkcji z nowego bloku nr 7, który w I półroczu 2021 roku był jeszcze synchronizowany z KSE i pracował w ruchu próbnym. Dodatkowo więcej energii wyprodukował blok nr 6, który w trzech kwartałach 2021 roku dłużej pozostawał w remoncie (remont średni rozszerzony bloku nr 6 trwał od marca do czerwca 2021 roku). Wyższa produkcja w Elektrowni Bełchatów jest efektem większego średnio blokowego obciążenia bloków 2-14 o 15 MW, tj. o 5%.

Wyższa produkcja w elektrowniach wiatrowych (wzrost o 0,2 TWh) wynika z lepszej wietrzności w trzech kwartałach 2022 roku.

Wyższa produkcja w elektrowniach szczytowo-pompowych (wzrost o 0,2 TWh) wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w trzech kwartałach 2022 roku były w większym stopniu wykorzystywane przez PSE S.A.

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (spadek o 3,7 TWh) wynika z niższej produkcji w Elektrowni Opole oraz Elektrowni Rybnik, co spowodowane jest dłuższym czasem postoju bloków tych elektrowni w rezerwie: o 7 987 h dla Elektrowni Opole oraz o 6 910 h dla bloków 3-8 w Elektrowni Rybnik.

Niższa produkcja w elektrociepłowniach gazowych (spadek o 1,2 TWh) wynika głównie z niższej produkcji w EC Lublin Wrotków na skutek wystąpienia awarii bloku w grudniu 2021 roku trwającej do lutego 2022 roku oraz niższej opłacalności produkcji ze względu na warunki rynkowe.

Niższa produkcja w elektrowniach wodnych wynika z gorszych warunków hydrologicznych w trzech kwartałach 2022 roku.

Kilkuprocentowy spadek produkcji odnotowano w elektrociepłowniach węglowych. Niższa produkcja w elektrociepłowniach biomasowych ze względu na remont w EC Szczecin w III kwartale 2022 roku.

PRODUKCJA CIEPŁA

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła netto (PJ).

| Wolumen produkcji ciepła | III | III | Zmiana % | I-III | I-III | Zmiana % |
|--|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|-------------|
| | kw. 2022 | kw. 2021 | | kw. 2022 | kw. 2021 | |
| Produkcja ciepła netto w PJ | 4,28 | 4,32 | -1% | 34,85 | 37,31 | -7% |
| Elektrownie opalane węglem brunatnym | 0,35 | 0,37 | -5% | 1,81 | 1,96 | -8% |
| Elektrownie opalane węglem kamiennym | 0,08 | 0,08 | 0% | 0,46 | 0,46 | 0% |
| Elektrociepłownie węglowe | 3,13 | 2,83 | 11% | 25,98 | 26,42 | -2% |
| Elektrociepłownie gazowe | 0,57 | 0,72 | -21% | 5,04 | 6,91 | -27% |
| Elektrociepłownie biomasowe | 0,01 | 0,29 | -97% | 1,12 | 1,38 | -19% |
| Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi | 0,10 | 0,01 | 900% | 0,25 | 0,07 | 257% |
| Elektrociepłownie pozostałe | 0,04 | 0,02 | 100% | 0,19 | 0,11 | 73% |

Główny wpływ na niższy poziom produkcji ciepła netto w 2022 roku r/r miała temperatura zewnętrzna. Średnie temperatury w trzech kwartałach 2022 roku były wyższe o 1,3°C r/r, co przełożyło się na niższą produkcję ciepła.

SPRZEDAŻ CIEPŁA

W III kwartale 2022 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 4,03 PJ i był niższy o 0,02 PJ r/r.

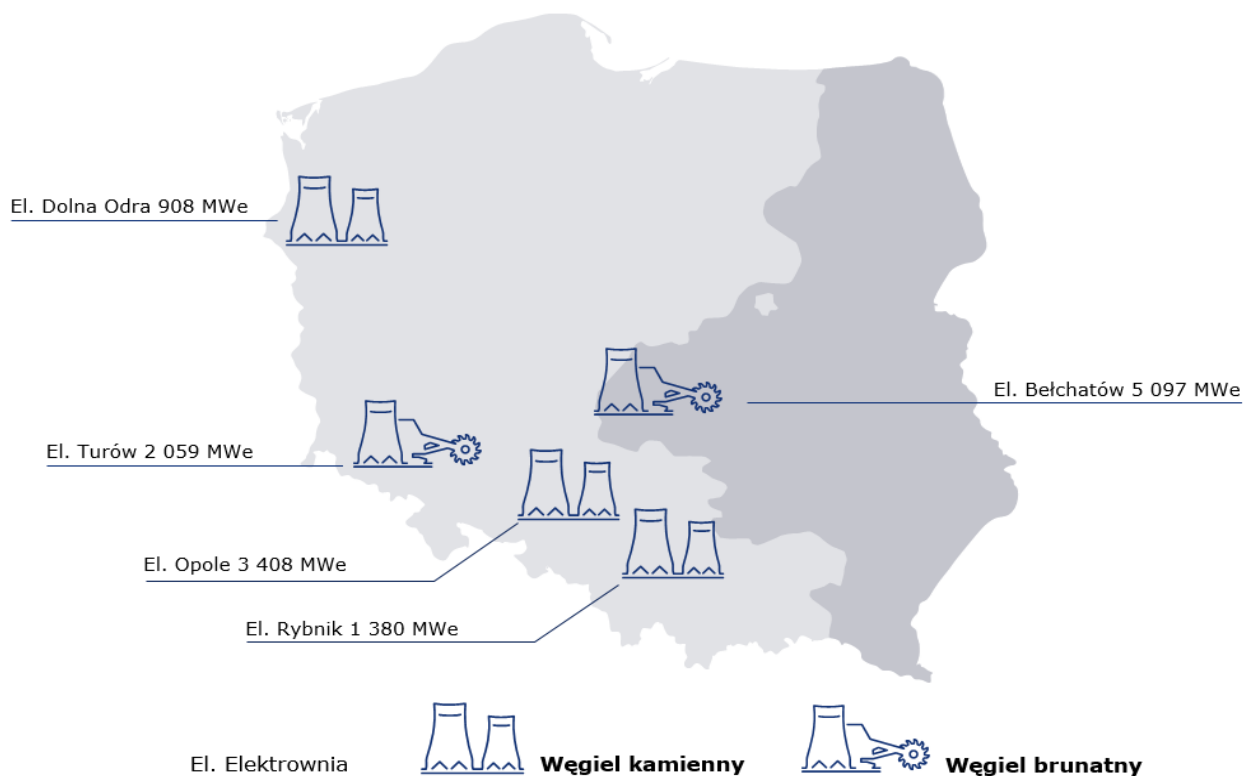
Za trzy kwartały 2022 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 33,79 PJ i był niższy o 2,37 PJ r/r. Na powyższy wynik wpływ miało głównie niższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane wyższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi niż w 2021 roku.

AKTYWA

W skład segmentu Energetyka Konwencjonalna wchodzi: 2 kopalnie węgla brunatnego i 5 elektrowni konwencjonalnych.

Segment Energetyka Konwencjonalna jest liderem w branży wydobywczej węgla brunatnego (jego udział w rynku wydobywczym tego surowca stanowi 93%⁴ krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii elektrycznej – wytwarza ok. 41%⁵ krajowej produkcji energii elektrycznej brutto. Produkcja oparta jest na węglu brunatnym, wydobywanym z własnych kopalni oraz węgla kamiennym i biomasie.

Wykres: Główne aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna i ich moc zainstalowana.

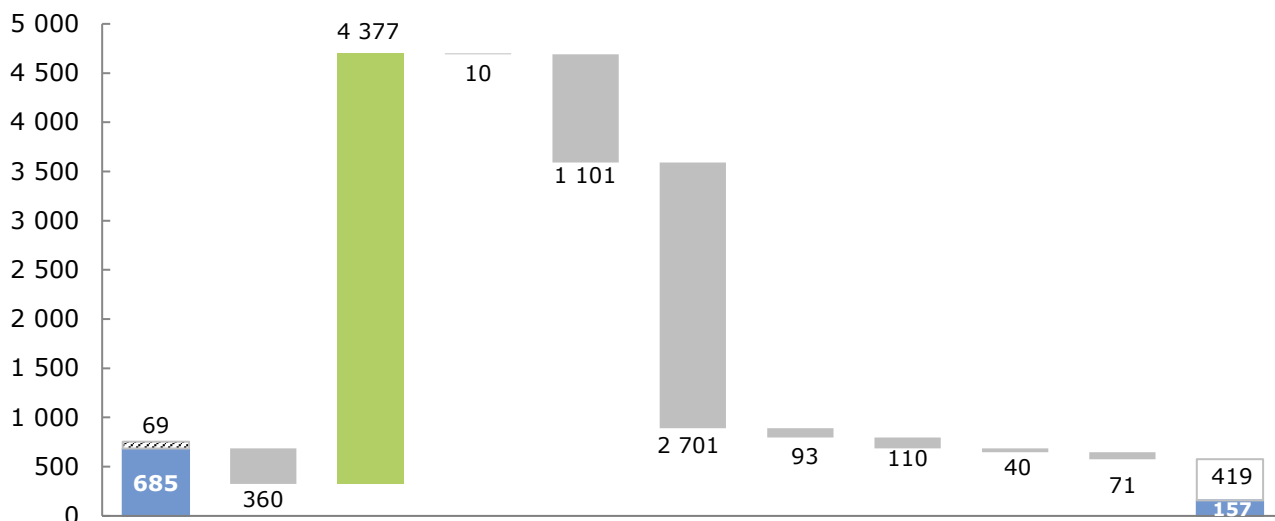


⁴ Wyczerpania własne w oparciu o dane GUS.

⁵ Wyczerpania własne w oparciu o dane PSE S.A.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Wykres: Kluczowe odchylenia powtarzalnego wyniku EBITDA w segmencie Energetyka Konwencjonalna w ujęciu zarządczym (mln PLN).



| | EBITDA III kw. 2021 | Produkcja e.e. ilość ¹ | Produkcja e.e. cena ¹ | Rynek Mocy ² | Koszty paliw | Koszty CO ₂ ³ | Koszty ZHZW ⁴ | Koszty osobowe ⁵ | Koszty remontów i ekspl. | Pozostałe ⁶ | EBITDA III kw. 2022 |
|--|---------------------|-----------------------------------|----------------------------------|-------------------------|---------------|-------------------------------------|--------------------------|-----------------------------|--------------------------|------------------------|---------------------|
| Odchylenie | | -360 | 4 377 | -10 | -1 101 | -2 701 | -93 | -110 | -40 | -71 | |
| EBITDA raportowana III kw. 2021 | 754 | | | | | | | | | | |
| Zdarzenia jednorazowe i przejściowe III kw. 2021 | 69 | | | | | | | | | | |
| EBITDA powtarzalna III kw. 2021 | 685 | 4 360 | | 576 | 787 | 2 233 | 228 | 618 | 129 | 256 | |
| EBITDA powtarzalna III kw. 2022 | | 8 377 | | 566 | 1 888 | 4 934 | 321 | 728 | 169 | 327 | 576 |
| Zdarzenia jednorazowe III kw. 2022 | | | | | | | | | | | -419 |
| EBITDA raportowana III kw. 2022 | | | | | | | | | | | 157 |

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

¹Zmiana w porównaniu do wartości prezentowanych w III kwartale 2021 roku – zgodnie ze zmianami do MSR 16 uwzględniono produkcję energii z nowego bloku w Elektrowni Turów w okresie od synchronizacji do rozpoczęcia ruchu próbnego.

²Ujęcie zarządcze.

³Koszty pomniejszone o odsprzedaż nadwyżek CO₂ powstałych w wyniku redukcji PSE S.A. i działań handlowych.

Zmiana prezentacyjna w porównaniu do wartości prezentowanych w III kwartale 2021 roku – uwzględniono koszty CO₂ poza produkcją e.e. i ciepła

⁴ZHZW - Umowa o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi.

⁵Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe).

⁶Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy rekultywacyjnej (zdarzenie jednorazowe) i wyniku na rolowaniu transakcji zabezpieczających cenę uprawnień do emisji CO₂ (zdarzenie przejściowe).

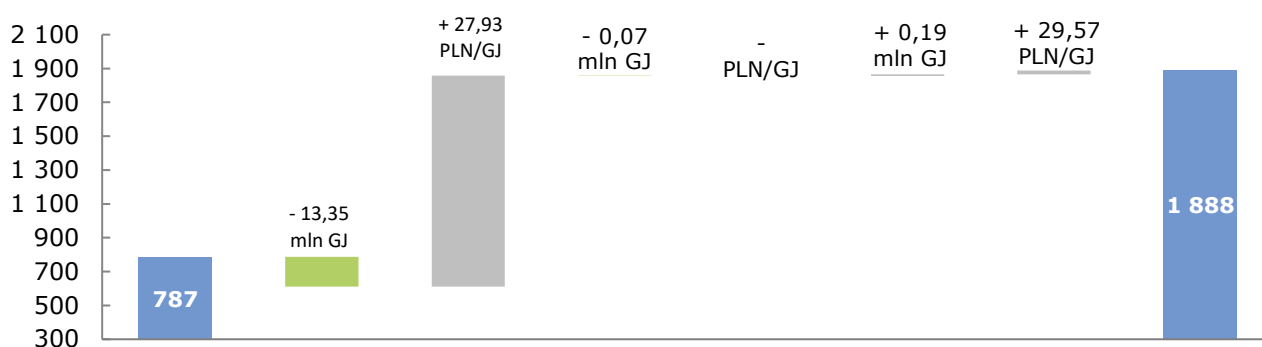
Tabela: Dane dotyczące zdarzeń jednorazowych i przejściowych w segmencie Energetyka Konwencjonalna (mln PLN).

| Zdarzenia jednorazowe i przejściowe | III kw. 2022 | III kw. 2021 | Zmiana % |
|---|--------------|--------------|----------|
| Zmiana rezerwy rekultywacyjnej | -419 | -516 | -19% |
| Zmiana rezerwy aktuarialnej | - | 15 | - |
| Rolowanie transakcji zabezpieczających cenę uprawnień do emisji CO ₂ - zdarzenie przejściowe | - | 570 | - |
| Razem | -419 | 69 | - |

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Energetyka Konwencjonalna r/r były:

- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**, który wynika z: wyższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 306 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 4 377 mln PLN; niższego wolumenu sprzedaży o 1,3 TWh, co wpłynęło na pomniejszenie przychodów o ok. 360 mln PLN.
- **Niższy wynik uzyskany z Rynku Mocy**, jako efekt niższych stawek, co zostało w większości zrekompensowane przez wyższą sprzedaż oraz wzrost udziału PGE GiEK S.A. w podziale kosztów i korzyści (szczególnie w kontekście wyłączenia z podziału w 2022 roku jednostek gazowych segmentu Ciepłownictwo, ze względu na ich wsparcie kogeneracyjne).
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego, na skutek dużo wyższej ceny tego paliwa. Brak kosztów zużycia biomasy to efekt włączenia od 1 lipca 2021 roku EC Szczecin w struktury segmentu Ciepłownictwo. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO₂** spowodowane wyższym średnim kosztem CO₂ o 174 PLN/t r/r. Główne odchylenia zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty ZHZW** w związku z wyższą wartością zarządzanej energii na skutek wyższej średniej ceny e.e.
- **Wyższe koszty osobowe** głównie w związku z realizacją porozumień zawartych ze stroną społeczną.
- **Wyższe koszty remontów i eksploatacji**, głównie w związku z wyższymi kosztami materiałów eksploatacyjnych, w tym oleju napędowego oraz w efekcie wzrostu stawek za świadczone usługi zewnętrzne.
- **Wzrost w pozycji pozostałe** wynika głównie z niższego poziomu aktywowania kosztów wykonawstwa własnego inwestycji ze względu na mniejszy zakres realizowanych zadań siłami własnymi.

Wykres: Koszty zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Energetyka Konwencjonalna (mln PLN).

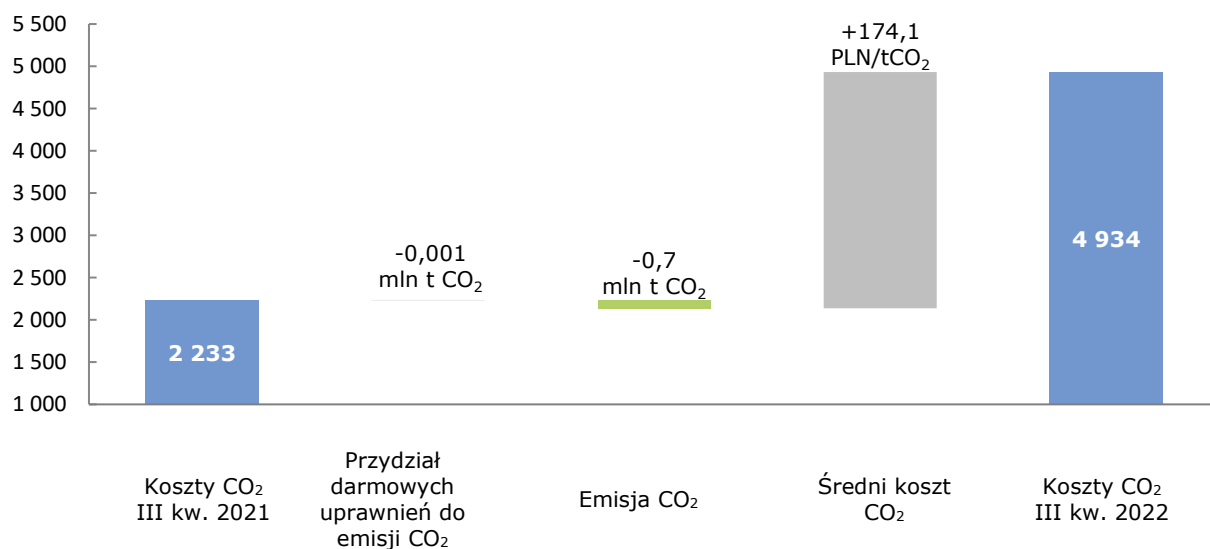


| | Koszty paliw III kw. 2021 | Węgiel kamienny ilość | Węgiel kamienny cena | Biomasa ilość | Biomasa cena | Olej opałowy lekki i ciężki ilość | Olej opałowy lekki i ciężki cena | Koszty paliw III kw. 2022 |
|---------------------------|---------------------------|-----------------------|----------------------|---------------|--------------|-----------------------------------|----------------------------------|---------------------------|
| Odchylenie | | -175 | 1 246 | -2 | 0 | 9 | 23 | |
| Koszty paliw III kw. 2021 | 787 | 761 | | 2 | | | 24 | |
| Koszty paliw III kw. 2022 | | 1 832 | | 0 | | | 56 | 1 888 |

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

| Rodzaj paliwa | III kw. 2022 | | III kw. 2021 | |
|-----------------------------|------------------|-----------------|------------------|-----------------|
| | Ilość (tys. ton) | Koszt (mln PLN) | Ilość (tys. ton) | Koszt (mln PLN) |
| Węgiel kamienny | 2 059 | 1 832 | 2 608 | 761 |
| Biomasa | 0 | 0 | 4 | 2 |
| Olej opałowy lekki i ciężki | 17 | 56 | 12 | 24 |
| Razem | | 1 888 | | 787 |

Wykres: Koszty CO₂ w segmencie Energetyka Konwencjonalna (mln PLN).



| Odchylenie | 0 | -97 | 2 798 |
|-------------------------------------|--------------|------------|--------------|
| Koszty CO ₂ III kw. 2021 | 2 233 | | |
| Koszty CO ₂ III kw. 2022 | | | 4 934 |

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO₂ w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

| Dane dot. CO ₂ | III kw. 2022 | III kw. 2021 | Zmiana % |
|--|--------------|--------------|----------|
| Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂ (tony) | 16 079 | 16 884 | -5% |
| Emisja CO ₂ (tony) | 16 085 068 | 16 813 488 | -4% |
| Średni koszt CO ₂ (PLN/t CO ₂) ¹ | 307,05 | 132,94 | 131% |

¹Ujęcie zarządcze.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna

| mIn PLN | III kw. 2022 | III kw. 2021 | Zmiana % |
|---------------------------------------|--------------|--------------|-------------|
| Inwestycje w moce produkcyjne, w tym: | 126 | 315 | -60% |
| ▪ Rozwojowe | 0 | 74 | -100% |
| ▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe | 126 | 241 | -48% |
| Pozostałe | 17 | 7 | 143% |
| Razem | 143 | 322 | -56% |

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE ENERGETYKA KONWENCJONALNA

Inwestycje modernizacyjne związane ze zmniejszaniem negatywnego wpływu produkcji na środowisko naturalne:

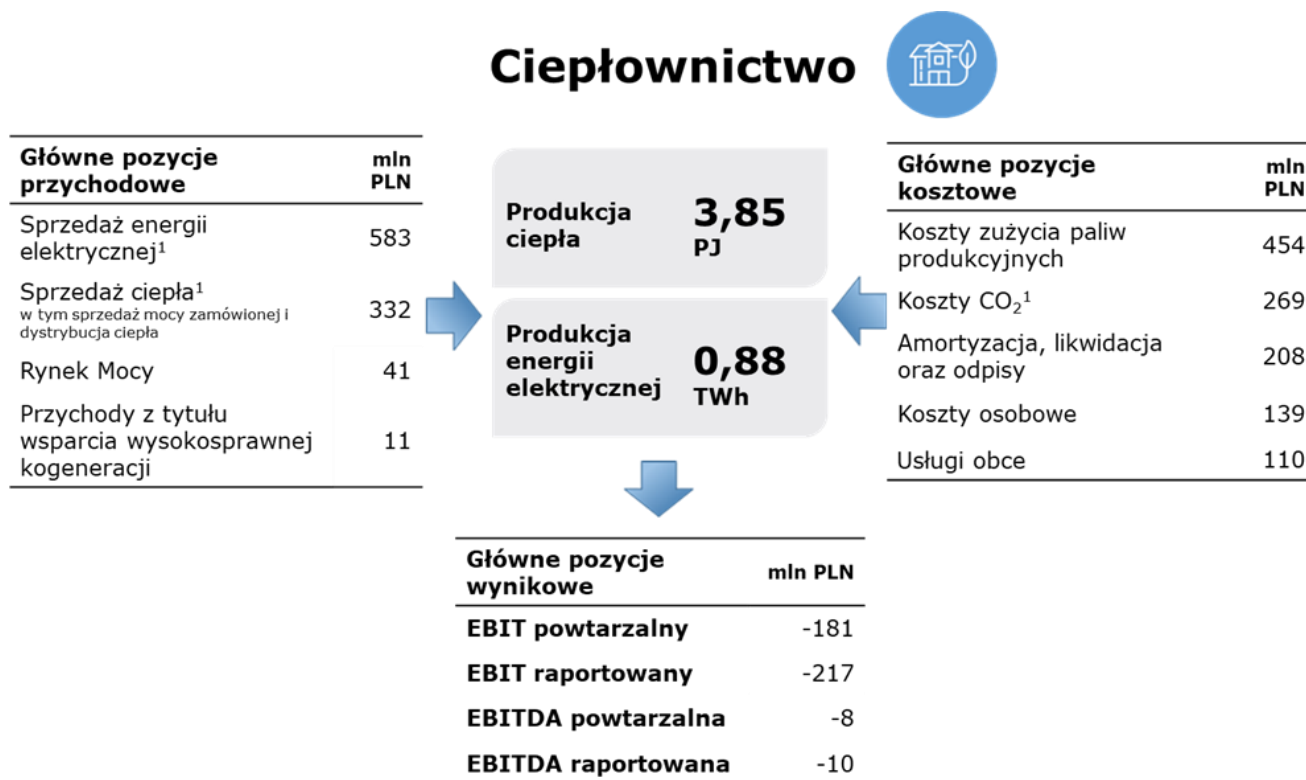
- 8 lipca 2022 roku rozpoczęto realizację umowy na zabudowę kotłowni z dwoma wytwornicami pary w **Elektrowni Rybnik** przez wykonawcę Zakład Automatyki Przemysłowej INTEC sp. z o.o.
- 21 sierpnia 2022 roku odstawiono instalację odsiarczania spalin (IOS) bloku nr 8 w **Elektrowni Bełchatów** do przeglądu, czyszczenia oraz oceny stanu instalacji zraszania.
- W sierpniu 2022 roku w ramach zadania dotyczącego budowy oczyszczalni ścieków w **Elektrowni Turów** wykonano próby ciśnieniowe instalacji trzech ciągów (ultrafiltracji i odwróconej osmozy) i rozpoczęto rozruchy poszczególnych urządzeń na obiekcie A.
- 22 września 2022 roku rozpoczęto 14-dniowy ruch próbny instalacji SNCR (technologia oczyszczania spalin - selektywna redukcja niekatalityczna) bloku nr 9 w **Elektrowni Bełchatów**.
- 27 września 2022 roku otrzymano sprawozdanie z pomiarów gwarancyjnych IOS 5 i 6 w **Elektrowni Bełchatów** i potwierdzono osiągnięcie głównych parametrów technicznych skuteczności odsiarczania.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI - CIEPŁOWNICTWO

OPIS SEGMENTU I MODEL JEGO DZIAŁALNOŚCI

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach kogeneracyjnych oraz przesył i dystrybucja ciepła.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2022 roku.



¹W ujęciu zarządczym

Podobnie jak w przypadku segmentu Energetyka Konwencjonalna istotnym źródłem przychodów segmentu są **przychody ze sprzedaży energii elektrycznej**, przy czym związane są one zwykle bezpośrednio z produkcją ciepła, zależną od zapotrzebowania, cechując się wysoką sezonowością i zależnością od temperatur zewnętrznych. Z tego względu, w odróżnieniu od elektrowni systemowych segmentu Energetyka Konwencjonalna, elektrociepłownie z reguły nie pełnią aktywnej roli w procesie kształtowania się cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.

Przychody ze sprzedaży i dystrybucji ciepła mają charakter regulowany. Przedsiębiorstwa energetyczne samodzielnie ustalają taryfy i przedstawiają je Prezesowi URE do zatwierdzenia. Produkcja ciepła w Grupie PGE odbywa się w jednostkach kogeneracyjnych, których taryfy na ciepło kalkulowane są z wykorzystaniem metody uproszczonej (w odróżnieniu od taryfowania na bazie pełnej struktury kosztów) w oparciu o tzw. ceny referencyjne, przede wszystkim warunkowane średnimi cenami sprzedaży wytwarzania ciepła z jednostek o określonym paliwie, nie będących jednostkami kogeneracji. Publikowane są one co roku przez Prezesa URE. Taryfa na wytwarzanie ciepła dla jednostek kogeneracyjnych na dany rok taryfowy odzwierciedla tym samym zmianę poziomu kosztów ponoszonych przez jednostki ciepłownicze (niekogeneracyjne) w poprzednim roku kalendarzowym. W przypadku taryf na dystrybucję ciepła wykorzystywana jest metoda kosztowa, która pozwala pokryć koszty uzasadnione (głównie koszty strat ciepła oraz podatek od nieruchomości) oraz zwrot z zainwestowanego kapitału, zgodnie z wytycznymi Prezesa URE. Taryfy dystrybucyjne dla ciepła są wykorzystywane przez oddziały w Gorzowie i Zgierzu, a także przez Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. (KOGENERACJA S.A.), PGE Toruń S.A. oraz EC Zielona Góra S.A.

Produkcja ciepła i energii elektrycznej bezpośrednio związana jest z kluczowymi kosztami zmiennymi segmentu – **kosztem zużycia paliw produkcyjnych** (przede wszystkim węgiel kamienny i gaz ziemny) oraz **kosztem opłat za emisję CO₂**.

Wytwarzanie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest dodatkowo wynagradzane. Do 2018 roku elektrociepłownie uzyskiwały **przychody z tyt. sprzedaży świadectw pochodzenia energii** w postaci certyfikatów kogeneracyjnych (żółtych i czerwonych). Od 2019 roku, wraz ze zmianą modelu wsparcia, uzyskują wsparcie na poziomie pokrywającym zwiększone koszty operacyjne produkcji. Mechanizm wsparcia w postaci certyfikatów funkcjonuje także dla źródeł wytwórczych opalanych biomasą. Ten rodzaj produkcji jest dodatkowo wynagradzany poprzez przyznawanie świadectw pochodzenia w postaci tzw. zielonych certyfikatów, których sprzedaż stanowi dodatkowy przychód. W ramach segmentu taki przychód uzyskiwany jest w elektrociepłowni biomasowej Szczecin oraz z bloku biomasowego w EC Kielce.

Istotną pozycję w przychodach segmentu od 2021 roku stanowią przychody z Rynku Mocy, mechanizmu wprowadzonego w celu zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w KSE. Elektrociepłownie otrzymują wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (pozostawanie przez jednostkę Rynku Mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu oraz zobowiązanie do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia).

Na wyniki segmentu znacząco wpływają warunki atmosferyczne. Temperatury kształtują bezpośrednio poziom zapotrzebowania na ciepło. Jednocześnie poziom produkcji ciepła determinuje poziom produkcji energii elektrycznej w kogeneracji, która jest dodatkowym, istotnym źródłem przychodów, w decydujący sposób wpływając na rentowność elektrociepłowni.

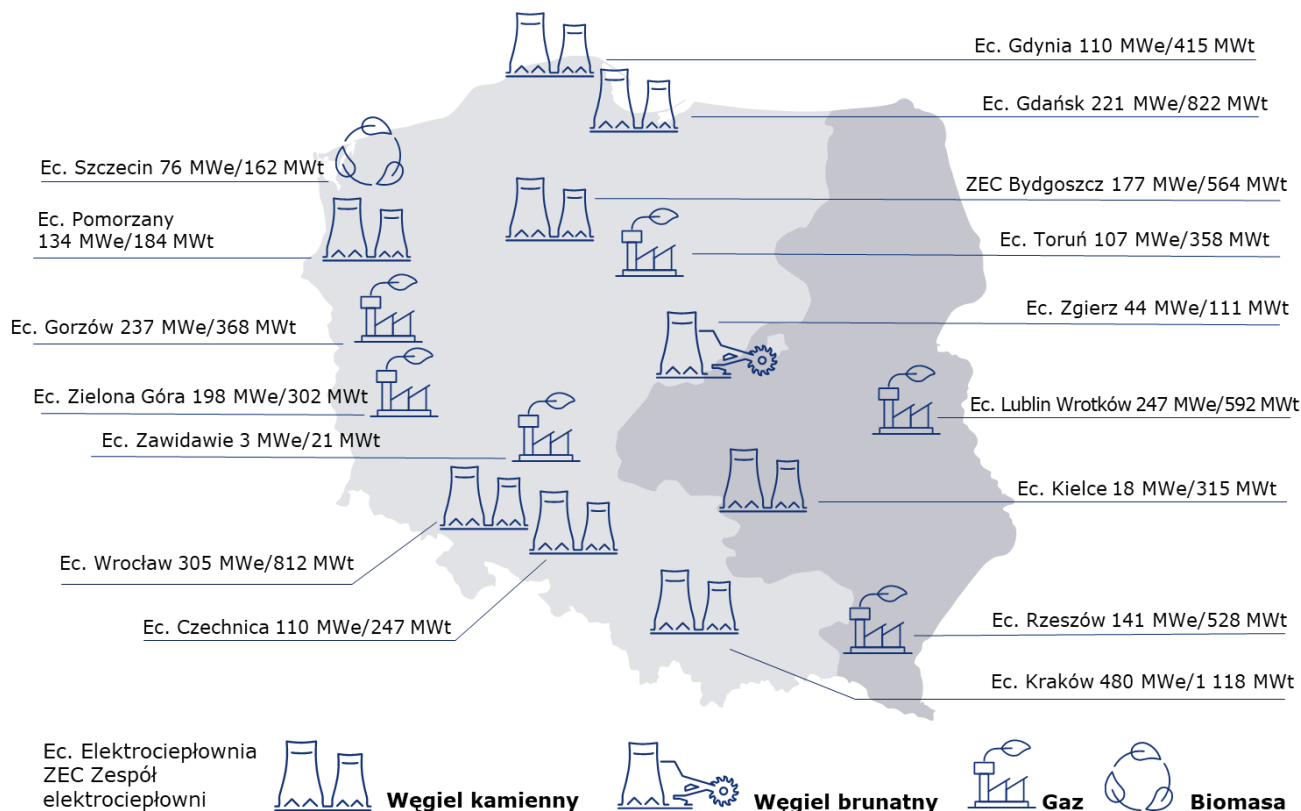
AKTYWA

W skład segmentu wchodzi spółki: PGE EC S.A., KOGENERACJA S.A., EC Zielona Góra S.A., PGE Toruń S.A., PGE Gaz Toruń sp. z o.o. oraz MEGAZEC sp. z o.o. Dodatkowo od 1 lipca 2021 roku EC Szczecin, EC Pomorzany oraz sieć ciepłownicza w Gryfinie, ujmowane do 30 czerwca 2021 roku w ramach segmentu Energetyka Konwencjonalna, zostały włączone w struktury segmentu Ciepłownictwo.

W skład segmentu wchodzi obecnie 16 elektrociepłowni.

Segment Ciepłownictwo jest największym wytwórcą ciepła w kraju. Produkcja oparta jest głównie na węglu kamiennym i gazie ziemnym.

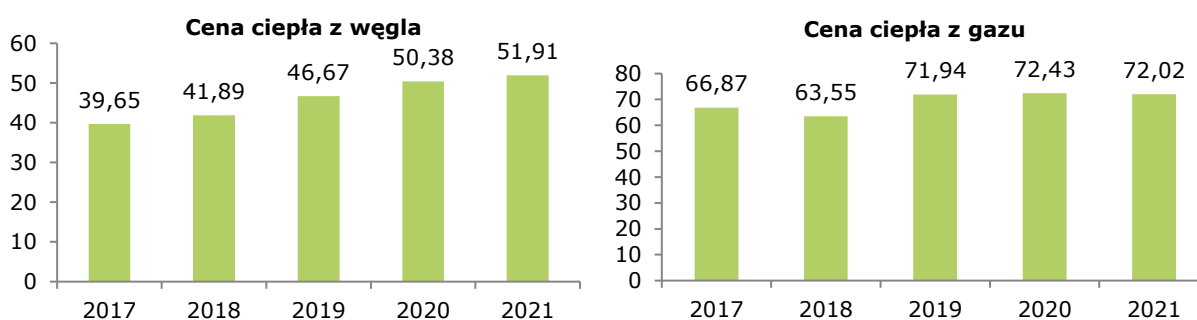
Wykres: Główne aktywa segmentu Ciepłownictwo i ich moc zainstalowana.



TARYFY W SEGMENTCIE CIEPŁOWNICTWO

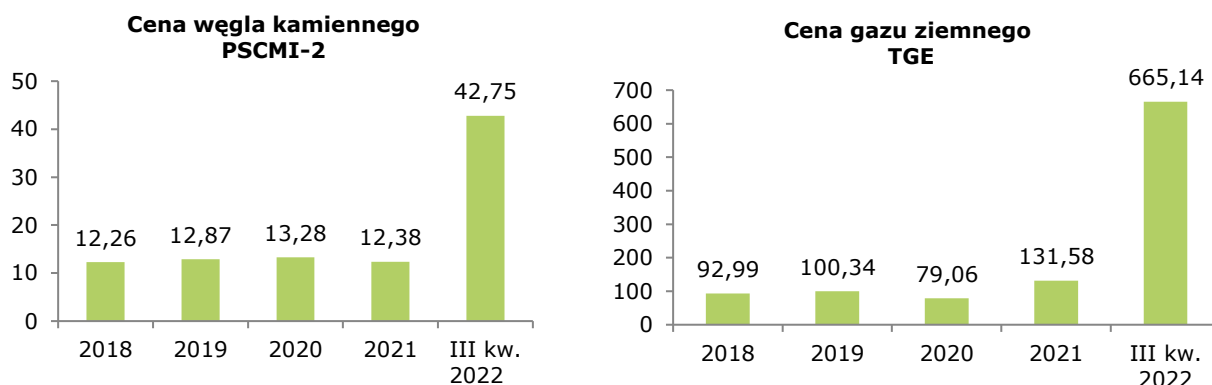
W związku z tym, że przychody ze sprzedaży ciepła dla elektrociepłowni są taryfowane w ramach tzw. metody uproszczonej, cechuje je względne opóźnienie w przenoszeniu kosztów (roczne lub dwuletnie). Bazują one bowiem na dynamice r/r średnich kosztów (uwzględniającej wykorzystywane paliwa) ponoszonych przez jednostki niebędące jednostkami kogeneracji za rok poprzedzający moment ustalania taryfy.

Wykresy: Zmiany referencyjnej ceny ciepła dla węgla kamiennego oraz gazu ziemnego (PLN/GJ).



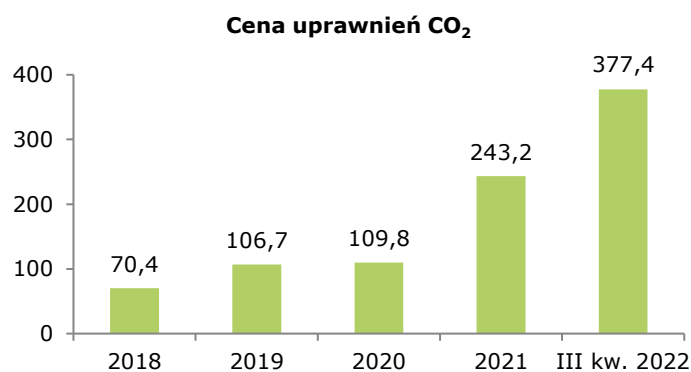
Źródło: URE.

Wykresy: Zmiany kosztów paliw – węgla kamiennego (PLN/GJ) – PSCMI-2⁶ i gazu (PLN/MWh) - TGE.



Źródło: ARP, TGE.

Wykres: Zmiana kosztów uprawnień do emisji CO₂⁷ (PLN/t).



Źródło: ICE.

Referencyjna cena ciepła z węgla, odzwierciedlając wcześniejsze zwiększenie kosztów, wzrosła w 2021 roku o 3%. Jest to baza dla wzrostu cen ciepła dla jednostek kogeneracji ustalających taryfę w trakcie 2022 roku. W III kwartale 2022 roku odnotowano natomiast średni rynkowy wzrost ceny węgla o 245%, z kolei średnia cena uprawnień do emisji CO₂ wzrosła o 55% w stosunku do 2021 roku.

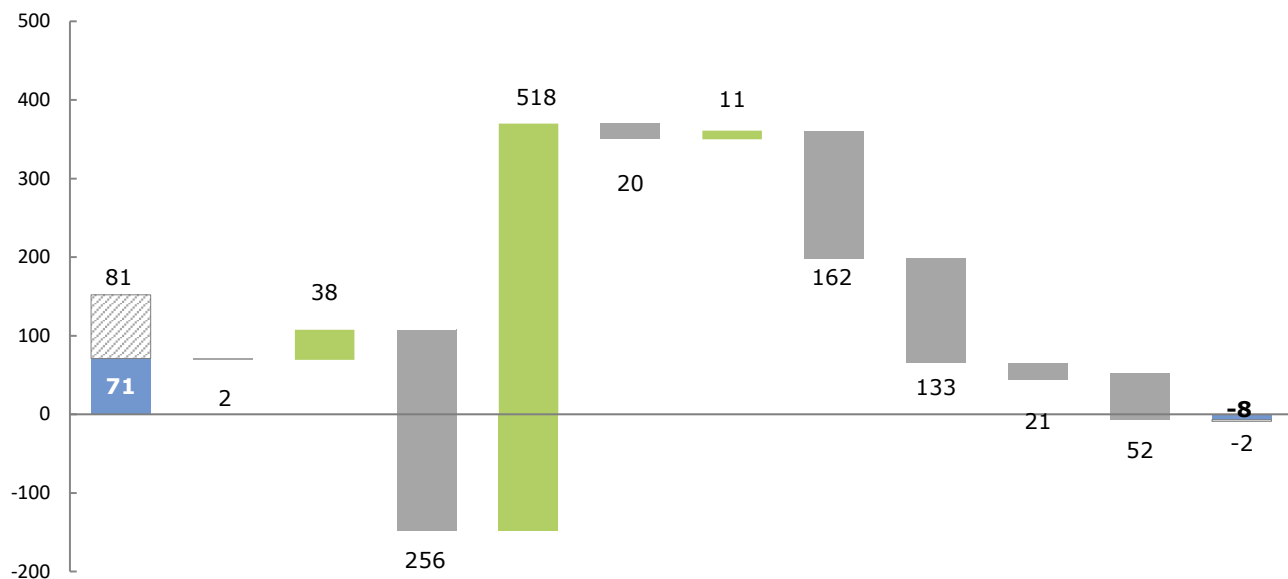
Taryfy dla produkcji ciepła z gazu w 2022 roku ustalane są na bazie zmiany ceny referencyjnej, przy czym w III kwartale 2022 roku obserwowane są już istotnie wyższe ceny gazu niż we wcześniejszych okresach. Ceny gazu w kontraktach terminowych na TGE kształtowały się na poziomie ok. 665,1 PLN/MWh (tj. wzrost o 406%).

⁶ PSCMI-2 Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen miałów energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku ciepła.

⁷ Średnia arytmetyczna z notowań dziennych i miesięcznych w danym okresie (cena spot).

KLUCZOWE CZYNNIKI WPLYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Wykres: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Ciepłownictwo w ujęciu zarządczym (mln PLN).



| | EBITDA III kw. 2021 | Produkcja ciepła - ilość | Produkcja ciepła - cena ¹ | Produkcja e.e. - ilość | Produkcja e.e. - cena ¹ | Rynek Mocy | Przychody z tytułu wsparcia wysokopr. kogeneracji | Koszty paliw | Koszty CO ₂ ² | Koszty osobowe ³ | Pozostałe ⁴ | EBITDA III kw. 2022 |
|--|---------------------|--------------------------|--------------------------------------|------------------------|------------------------------------|------------|---|--------------|-------------------------------------|-----------------------------|------------------------|---------------------|
|--|---------------------|--------------------------|--------------------------------------|------------------------|------------------------------------|------------|---|--------------|-------------------------------------|-----------------------------|------------------------|---------------------|

| Odchylenie | -2 | 38 | -256 | 518 | -20 | 11 | -162 | -133 | -21 | -52 | | |
|--|----|-----|------|-----|-----|----|------|------|-----|-----|--|------------|
| EBITDA raportowana III kw. 2021 | | | | | | | | | | | | 152 |
| Zdarzenia jednorazowe i przejściowe III kw. 2021 | | | | | | | | | | | | 81 |
| EBITDA powtarzalna III kw. 2021 | | 296 | | 321 | 61 | 0 | 292 | 136 | 118 | 61 | | |
| EBITDA powtarzalna III kw. 2022 | | 332 | | 583 | 41 | 11 | 454 | 269 | 139 | 113 | | -8 |
| Zdarzenia jednorazowe III kw. 2022 | | | | | | | | | | | | -2 |
| EBITDA raportowana III kw. 2022 | | | | | | | | | | | | -10 |

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

¹Wartość skorygowana o koszty umorzenia praw majątkowych.

²Skorygowane o wynik na odsprzedaży uprawnień do emisji CO₂, przypisanych do danego okresu.

³Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe).

⁴Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy rekultywacyjnej oraz rekompensat KDT (zdarzenia jednorazowe) oraz wyniku na rolowaniu CO₂ dla przyszłych okresów (zdarzenie przejściowe).

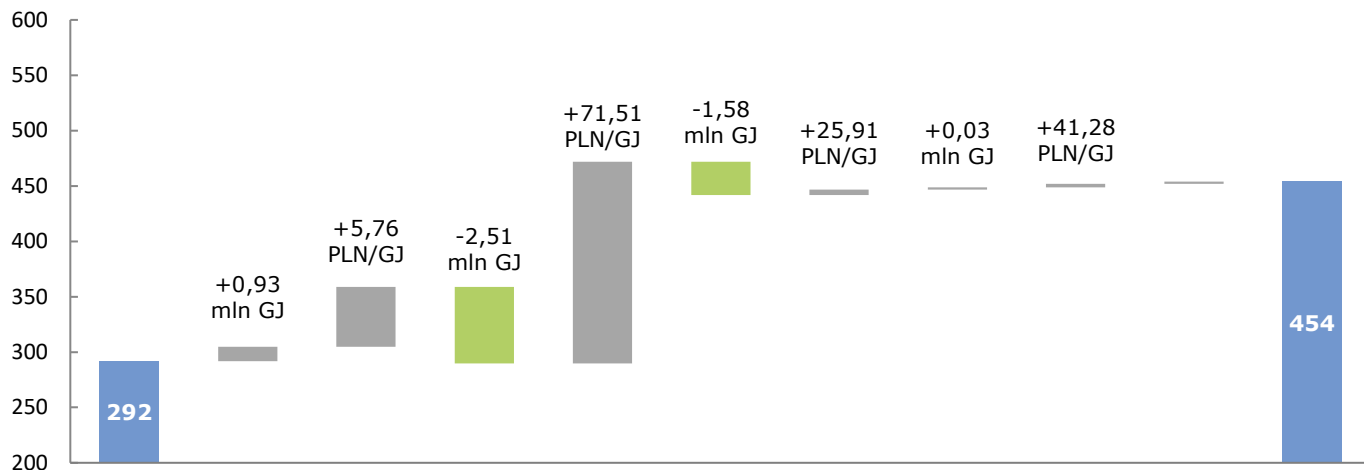
Tabela: Dane dotyczące zdarzeń jednorazowych i przejściowych w segmencie Ciepłownictwo (mln PLN).

| Zdarzenia jednorazowe i przejściowe | III kw. 2022 | III kw. 2021 | Zmiana % |
|---|--------------|--------------|----------|
| Zmiana rezerwy rekultywacyjnej | -3 | 8 | - |
| Zmiana rezerwy aktuarialnej | - | 1 | - |
| Rekompensaty KDT | 1 | 1 | 0% |
| Rolowanie transakcji zabezpieczających cenę uprawnień do emisji CO ₂ - zdarzenie przejściowe | - | 71 | - |
| Razem | -2 | 81 | - |

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Ciepłownictwo r/r były:

- **Niższy wolumen produkcji ciepła netto** w III kwartale 2022 roku r/r, jest efektem wyższych temperatur zewnętrznych w porównaniu do analogicznego okresu 2021 roku. Średnie temperatury były wyższe o 1,7°C r/r, co przełożyło się na niższą o 0,02 PJ produkcję ciepła.
- **Wzrost cen sprzedaży ciepła**, jest wynikiem wzrostu taryf na ciepło dla elektrociepłowni, jako pochodnych opublikowania przez URE cen referencyjnych na wytwarzanie ciepła w jednostkach niebędących jednostkami kogeneracji.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**, który wynika z: wyższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 403 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 518 mln PLN; skompensowany przez niższy wolumen sprzedaży o 0,4 TWh, wpływający na spadek przychodów o ok. 256 mln PLN.
- **Niższe przychody z tyt. Rynku Mocy**, ze względu na przyznanie wyższego poziomu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji, ograniczające jednocześnie ilość jednostek mogących brać udział w Rynku Mocy.
- **Wyższe przychody z tyt. wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji**, ze względu na przyznanie wyższej premii kogeneracyjnej indywidualnej dla jednostek zasilanych gazem.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, które spowodowane są wyższą ceną gazu oraz wyższą ceną zużycia węgla kamiennego. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO₂**, które są głównie skutkiem wyższej ceny uprawnień do emisji CO₂. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższy poziom kosztów osobowych** to głównie efekt wzrostu wynagrodzeń ze względu na porozumienia płacowe oraz wzrost płacy minimalnej.

Wykres: Koszty zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo (mln PLN).



| | Koszty III kw. 2021 | Węgiel kamienny ilość | Węgiel kamienny cena | Gaz ilość | Gaz cena | Biomasa ilość | Biomasa cena | Olej opałowy oraz pozostałe surowce ilość | Olej opałowy oraz pozostałe surowce cena | Pozostałe surowce | Koszty III kw. 2022 |
|---------------------------|---------------------|-----------------------|----------------------|------------|------------|---------------|--------------|---|--|-------------------|---------------------|
| Odchylenie | | 13 | 54 | -69 | 182 | -30 | 5 | 2 | 3 | 2 | |
| Koszty paliw III kw. 2021 | 292 | 113 | | 140 | | 34 | | 4 | | 1 | |
| Koszty paliw III kw. 2022 | | 180 | | 253 | | 9 | | 9 | | 3 | 454 |

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

| Rodzaj paliwa | III kw. 2022 | | III kw. 2021 | |
|-------------------------------------|------------------|-----------------|------------------|-----------------|
| | Ilość (tys. ton) | Koszt (mln PLN) | Ilość (tys. ton) | Koszt (mln PLN) |
| Węgiel kamienny | 426 | 180 | 369 | 113 |
| Gaz (tys. m ³) | 94 204 | 253 | 179 926 | 140 |
| Biomasa | 17 | 9 | 182 | 34 |
| Olej opałowy oraz pozostałe surowce | - | 12 | - | 5 |
| Razem | | 454 | | 292 |

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE CIEPŁOWNICTWO

- Trwa budowa w formule „pod klucz” nowej **EC Czechnica** tj. **bloku gazowo-parowego** o łącznej mocy elektrycznej 179 MWe i mocy cieplnej 163 MWt, akumulatora ciepła oraz czterech kotłów wodnych o łącznej mocy 152 MWt. W III kwartale 2022 roku zostały posadowione na fundamentach kotły rezerwowo-szczytowe oraz turbiny gazowe. Zakończono realizację fundamentów rozdzielni 110kV i turbozespołu parowego.
- W **EC w Gorzowie Wielkopolskim, Lublinie i Rzeszowie** kontynuowano projekty **budowy kotłów szczytowo-rezerwowych**. W III kwartale 2022 roku projekty te weszły w fazę realizacji prac budowlanych, po wcześniejszym uzyskaniu wymaganych zgód administracyjnych.
- W **EC Zielona Góra** w zakresie **modernizacji turbiny gazowej** zakończono prace montażowe. 31 sierpnia 2022 roku nastąpiła pierwsza synchronizacja generatora turbiny gazowej z KSE. We wrześniu 2022 roku prowadzono prace rozruchowe, w tym próby technologiczne.
- W **EC Kraków, Wrocław i Gdańsk** (elektrociepłownie posiadające mokre odsiarczanie spalin) rozpoczęto realizację **modernizacji oczyszczalni ścieków**.
- W **EC Rzeszów** trwa budowa drugiej nitki **Instalacji Termicznego Przetwarzania odpadów z Odzyskiem Energii** (ITPOE). 21 września 2022 roku przekazano protokolarnie teren budowy Wykonawcy - konsorcjum w składzie PORR S.A. i Termomeccanica Ecologia.
- Realizowany jest program inwestycyjny w **EC Bydgoszcz I** (EC I) i **EC Bydgoszcz II** (EC II). W zakresie EC I 4 października 2022 roku uzyskano Pozwolenie na budowę **kotłowni rezerwowo-szczytowej** o mocy 40 MWt. W zakresie EC II 26 września 2022 roku podpisano umowę z konsorcjum Polimex Energetyka i Polimex Mostostal na realizację budowy **źródła kogeneracyjnego** w oparciu o 5 silników gazowych oraz źródła ciepłowniczego rezerwowo – szczytowego.
- W **EC Zgierz** trwa realizacja programu inwestycyjnego, polegającego na zabudowie trzech **silników gazowych** o mocy sumarycznej 15 MWe oraz kotłowni rezerwowo-szczytowej i niewielkiej (100 kW) instalacji fotowoltaicznej. W III kwartale 2022 roku prowadzone były prace budowlane, w tym m.in. realizowano rozbiórki, przekładki i prace ziemne, wykonano fundamenty pod stację przygotowania gazu.
- W **EC Kielce** trwa budowa **kotłowni gazowej**. 6 lipca 2022 roku podpisano z firmą Element S.A. umowę na budowę bloku gazowego o mocy 8 MWe i 12,5 MWt.

KLUCZOWY PROJEKT REALIZOWANY W III kwartale 2022 ROKU

| Cel projektu | Budżet ¹ | Poniesione nakłady ¹ | Nakłady poniesione w 2022 roku ¹ | Paliwo/ sprawność netto | Wykonawca | Termin zakończenia inwestycji |
|---------------------------|---------------------|---------------------------------|---|-----------------------------------|---|-------------------------------|
| Budowa Nowej EC Czechnica | 1,2 mld PLN | ok. 160 mln PLN | 123 mln PLN | Gaz ziemny/ Kogeneracja 85% | konsorcjum firm: Polimex Mostostal S.A. (Lider) / Polimex Energetyka sp. z o.o. | II kwartał 2024 roku |

¹Nakłady inwestycyjne nie uwzględniają kosztów finansowania oraz wydatków w postaci wypłaconych zaliczek dla Generalnego Realizatora Inwestycji (GRI) oraz pozostałych wykonawców.

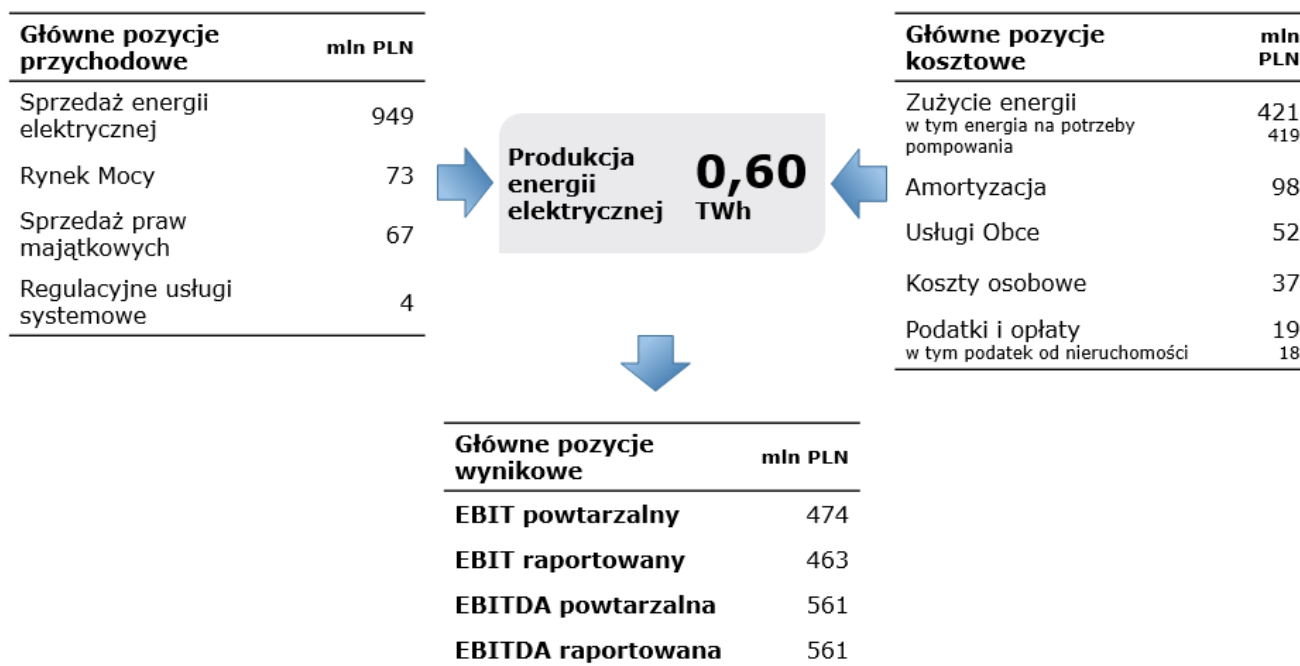
SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – ENERGETYKA ODNAWIALNA

OPIS SEGMENTU I MODEL JEGO DZIAŁALNOŚCI

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz w elektrowniach szczytowo-pompowych.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2022 roku.

Energetyka Odnawialna



Segment Energetyka Odnawialna oparty jest przede wszystkim o **przychody ze sprzedaży energii elektrycznej**, przy czym, w odróżnieniu od produkcji w elektrowniach systemowych segmentu Energetyka Konwencjonalna, przychody te uzależnione są w większym stopniu od zmienności warunków atmosferycznych i ceny na rynku spot ze względu na przyjęty model sprzedaży energii ze źródeł odnawialnych. Wolumen produkcji energii elektrycznej przekłada się równocześnie na produkcję praw majątkowych (zielonych) i przychody z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia energii uzyskiwane przez aktywa segmentu, z wyłączeniem elektrowni wodnych powyżej 5 MWe.

Istotną pozycję w przychodach segmentu od 2021 roku stanowią przychody z Rynku Mocy, mechanizmu wprowadzonego w celu zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w KSE. Wybrane elektrownie segmentu Energetyki Odnawialnej, otrzymują wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (pozostawanie przez Jednostkę Rynku Mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu oraz zobowiązanie do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia). Przychody z Rynku Mocy skompensowały częściową utratę przychodów z tyt. świadczenia regulacyjnych usług systemowych. Wycofana została usługa rezerwy interwencyjnej gotowość (RIG).

Po stronie kosztowej najważniejsze pozycje stanowią: **zużycie energii na potrzeby pompowania wody w elektrowniach szczytowo-pompowych, amortyzacja aktywów segmentu** oraz **usługi obce**, głównie usługi remontowe. Istotną pozycję kosztową działalności w ramach segmentu stanowią również podatek od nieruchomości oraz wynagrodzenia pracowników.

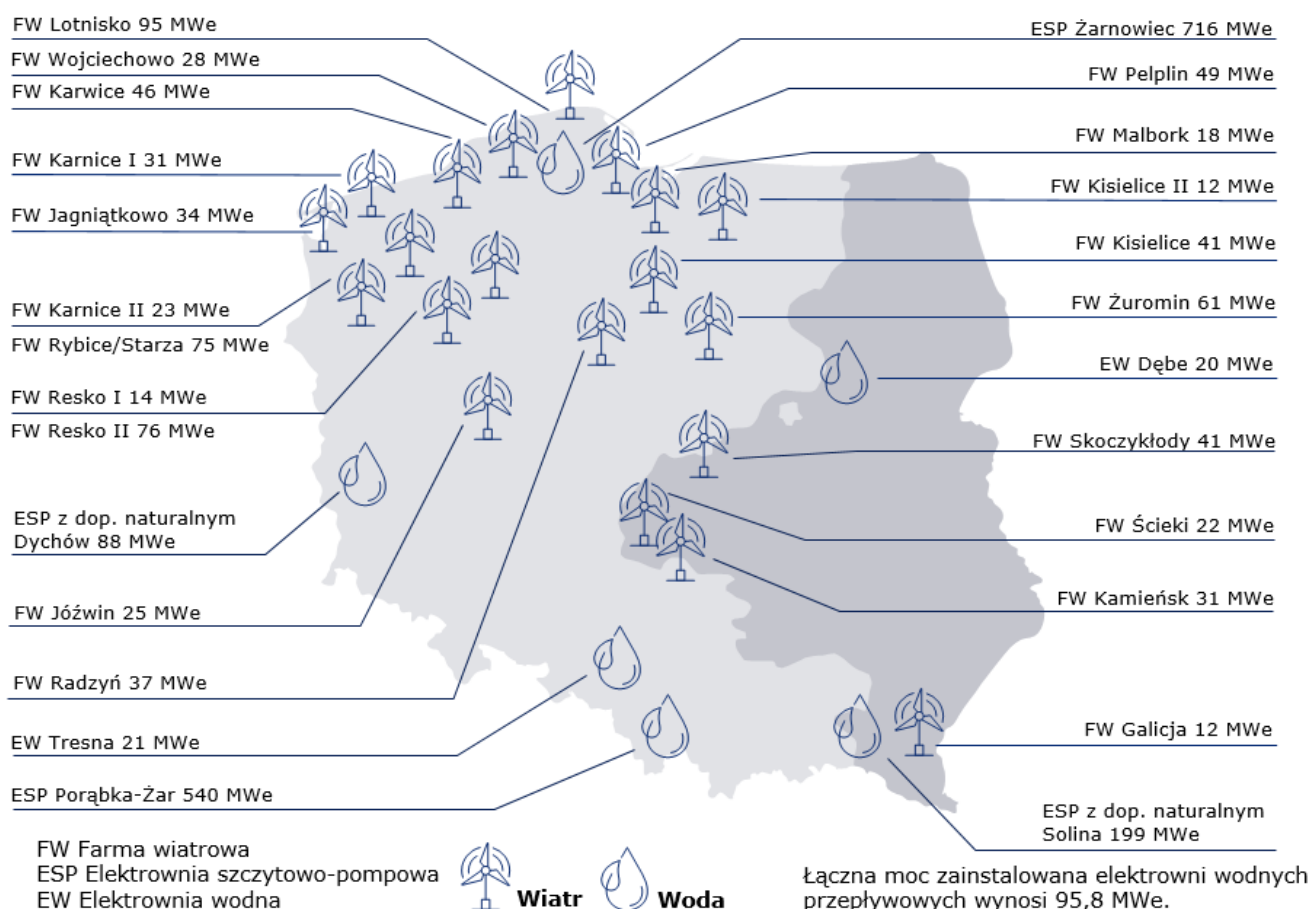
AKTYWA

W ramach Grupy Kapitałowej PGE działalnością operacyjną w zakresie energetyki odnawialnej zarządza spółka PGE Energia Odnawialna S.A. Ze względu na charakter działalności w składzie segmentu prezentowane są również spółki z obszaru Energetyka Morska, które odpowiadają za wszelkie działania związane z wiatrową energetyką morską.

Na aktywa segmentu składa się:

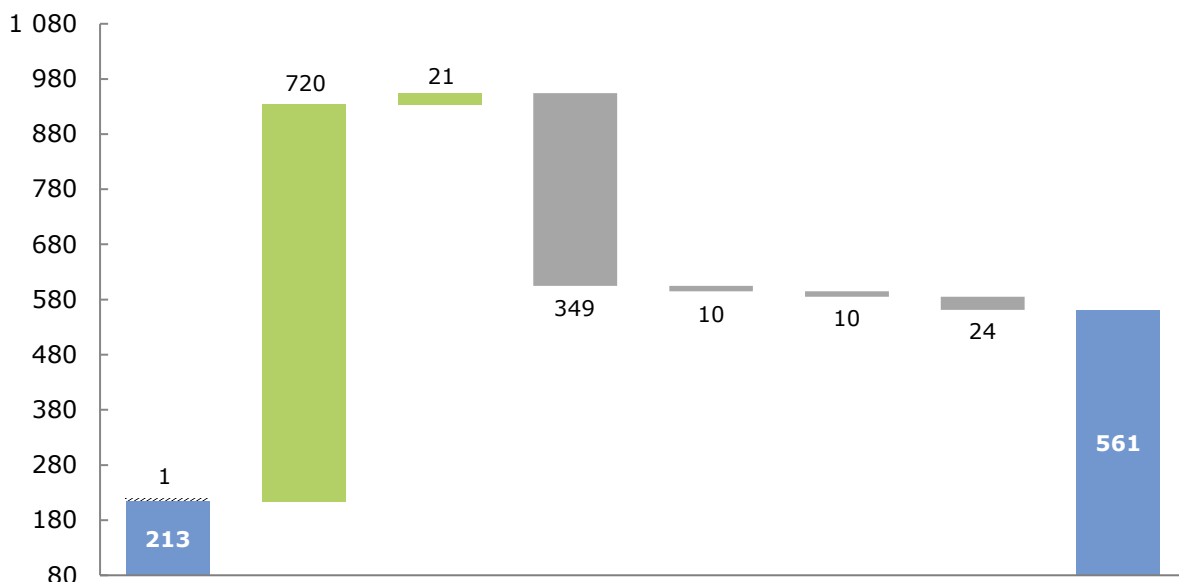
- 20 farm wiatrowych,
- 5 elektrowni fotowoltaicznych,
- 29 elektrowni wodnych przepływowych,
- 4 elektrownie wodne szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym.

Wykres: Główne aktywa segmentu Energetyka Odnawialna i ich moc zainstalowana.



KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Wykres: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Energetyka Odnawialna w ujęciu zarządczym (mln PLN).



| Odchylenie | EBITDA III kw. 2021 | Przychody e.e. ¹ | Przychody PM | Zakup e.e. dla ESP | Rynek Mocy | Koszty osobowe ³ | Pozostałe | EBITDA III kw. 2022 |
|------------------------------------|---------------------|-----------------------------|--------------|--------------------|------------|-----------------------------|------------|---------------------|
| Odchylenie | | 720 | 21 | -349 | -10 | -10 | -24 | |
| EBITDA raportowana III kw. 2021 | 214 | | | | | | | |
| Zdarzenia jednorazowe III kw. 2021 | 1 | | | | | | | |
| EBITDA powtarzalna III kw. 2021 | 213 | 229 ² | 46 | 70 | 83 | 27 | 48 | |
| EBITDA powtarzalna III kw. 2022 | | 949 | 67 | 419 | 73 | 37 | 72 | 561 |
| Zdarzenia jednorazowe III kw. 2022 | | | | | | | | 0 |
| EBITDA raportowana III kw. 2022 | | | | | | | | 561 |

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

¹Pozycja zawiera przychody e.e. z podstawowych technologii wytwarzania (wiatr, woda, PV, ESP).

²Zmiana prezentacyjna w porównaniu do wartości przedstawionych w III kwartale 2021 roku (przesunięcie części przychodów z pozycji Pozostałe do pozycji Przychody e.e.).

³Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenia jednorazowe).

Tabela: Dane dotyczące zdarzeń jednorazowych w segmencie Energetyka Odnawialna (mln PLN).

| Zdarzenia jednorazowe | III kw. 2022 | III kw. 2021 | Zmiana % |
|-----------------------------|--------------|--------------|----------|
| Zmiana rezerwy aktuarialnej | 0 | 1 | - |
| Razem | 0 | 1 | - |

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Energetyka Odnawialna r/r były:

- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**, który wynika z: wyższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 947 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 650 mln PLN; wyższego wolumenu sprzedaży o 160 GWh, co wpłynęło na powiększenie przychodów o ok. 70 mln PLN.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych**, które wynikają głównie z: wyższej średniej ceny sprzedaży o 69 PLN/MWh r/r, w wyniku czego przychody wzrosły o 18 mln PLN; wyższego wolumenu sprzedaży o 17 GWh, co wpłynęło na wzrost przychodów o ok. 3 mln PLN.
- **Wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej na potrzeby pompowania** w elektrowniach szczytowo-pompowych w wyniku wyższej średniej ceny zakupu energii elektrycznej o 539 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost kosztów o 271 mln PLN oraz wyższego wolumenu zakupu o 262 GWh, wpływającego na wzrost kosztów o 78 mln PLN.
- **Niższe przychody z tyt. Rynku Mocy**, wynikające głównie z niższych stawek względem roku ubiegłego.
- **Wzrost kosztów osobowych** jest głównie efektem większego zatrudnienia ze względu na rozwój obszarów Energetyki Morskiej oraz Energetyki Odnawialnej.
- **Niższy poziom pozycji pozostałe** wynika głównie z wyższych kosztów prowadzenia działalności operacyjnej, spowodowanych rozwojem obszarów Energetyki Morskiej oraz Energetyki Odnawialnej.

NAKLĄDY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna.

| mln PLN | III kw. 2022 | III kw. 2021 | Zmiana % |
|---------------------------------------|--------------|--------------|-------------|
| Inwestycje w moce produkcyjne, w tym: | 88 | 27 | 226% |
| ▪ Rozwojowe | 51 | 19 | 168% |
| ▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe | 37 | 8 | 363% |
| Razem | 88 | 27 | 226% |

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA ODNAWIALNA

- W III kwartale 2022 roku kontynuowano prace związane z budową 19 projektów **PV** o łącznej mocy ok. 18 MW, które w 2021 roku uzyskały wsparcie w aukcji OZE. Rozstrzygnięto również postępowania przetargowe na wybór generalnych wykonawców instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 125 MW (tj. PV Jeziórko o mocy 100 MW i PV Augustynka o mocy 25 MW) oraz zawarto umowy realizacyjne dla projektów o łącznej mocy 17 MW (PV Pasterzowice o mocy 8 MW, PV Krotoszyn 5 MW, PV Siedlisko 2 x 1 MW, PV Ruchocinek 2 MW). Kontynuowano również działania na rzecz rozwoju kolejnych projektów farm fotowoltaicznych, w tym pozyskiwanie praw do gruntów oraz uzyskiwanie wymaganych decyzji administracyjnych, zmierzających do pozyskania pozwoleń na budowę.
- W ramach realizacji Programu Kompleksowej Modernizacji **ESP Porąbka-Żar** w lipcu 2022 roku podpisano następujące umowy:
 - na zakres dotyczący modernizacji części technologicznej wraz z infrastrukturą pomocniczą z konsorcjum firm GE Hydro France-Boulogne-Billacourt, Mostostal Warszawa S.A.,
 - na zakres dotyczący modernizacji zbiornika górnego z konsorcjum firm Energoprojekt-Warszawa S.A., WALO POLSKA sp. z o.o.,
 - na zakres dot. modernizacji obiektów budowlanych toru wodnego z Energoprojekt-Warszawa S.A.

Modernizacja obejmuje swoim zakresem m.in. wymianę na nowe 4 hydrozespołów, pracujących od początku eksploatacji elektrowni, tj. od 1979 roku, modernizację ekranu asfaltobetonowego zbiornika górnego oraz modernizacje odtworzeniowe na obiektach budowlanych toru wodnego.

Przeprowadzenie inwestycji pozwoli wydłużyć eksploatację elektrowni o co najmniej 30 lat.

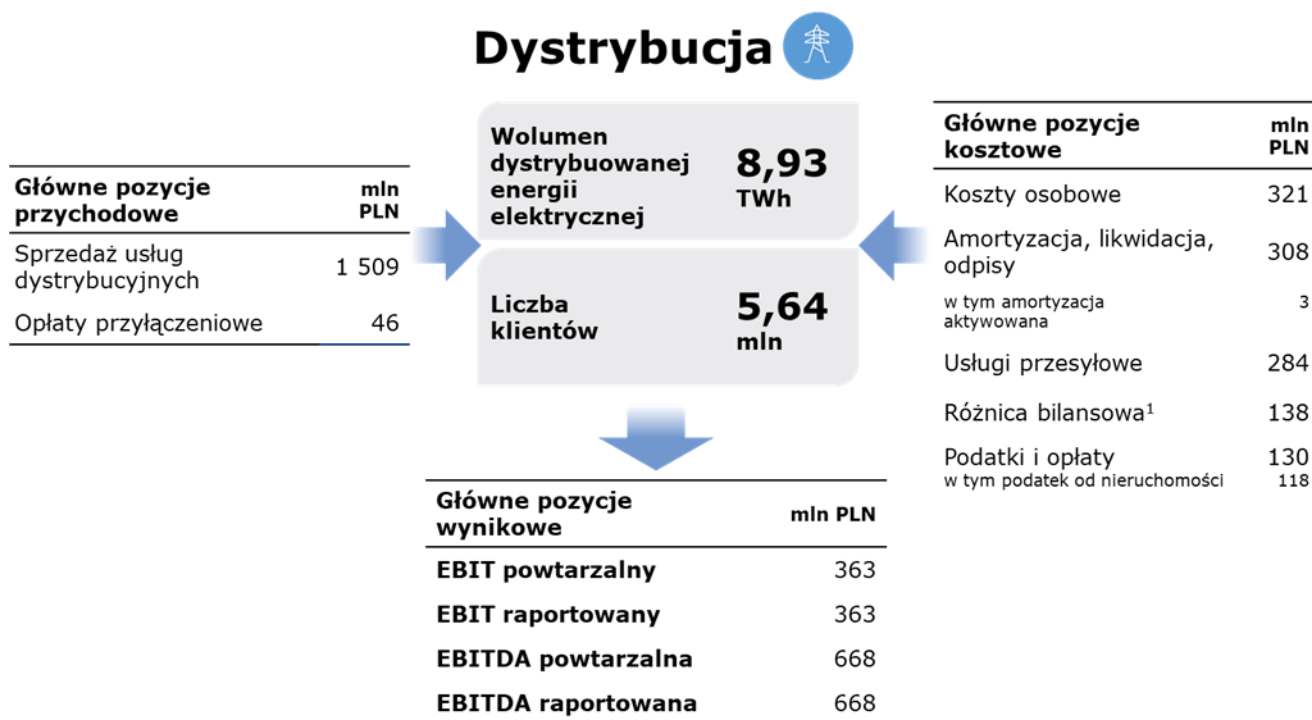
- W zakresie rozwoju inwestycji w **morskie farmy wiatrowe** złożono do Ministerstwa Infrastruktury osiem wniosków o nowe pozwolenia lokalizacyjne dla elektrowni morskich na Morzu Bałtyckim. Obecnie Grupa PGE przygotowuje inwestycje na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy ok. 3,5 GW (z czego 2,5 GW w Joint Operations (JO) z Ørsted) w oparciu o 3 uzyskane w 2012 roku pozwolenia lokalizacyjne. Prace prowadzone na tych obszarach realizowane są zgodnie z harmonogramem. We wrześniu 2022 roku Regionalna Dyrekcja Ochrony Środowiska w Gdańsku wydała decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla wyprowadzenia mocy odnośnie projektów Baltica-2 i Baltica-3, która stała się prawomocna i ostateczna (nie wniesiono do niej odwołań). Spodziewane jest również uzyskanie ważnych decyzji administracyjnych dotyczących m.in. pozwoleń na budowę. W trakcie realizacji są przetargi dotyczące poszczególnych etapów inwestycji. Grupa PGE i Ørsted wybrały konsorcjum spółek Ramboll Polska oraz Projmors Biuro Projektów Budownictwa Morskiego na wykonawcę projektu budowlanego dla obu etapów inwestycji w morskie farmy wiatrowe. Celem strategicznym Grupy PGE w obszarze energetyki morskiej jest zbudowanie co najmniej 6,5 GW mocy do 2040 roku. Według założeń rządowych, ujętych w Polityce energetycznej Polski do 2040 roku (PEP2040), morskie farmy wiatrowe w polskiej strefie Morza Bałtyckiego w 2040 roku będą posiadały moc ok. 8-11 GW. Na Morzu Bałtyckim obecnie dostępnych jest 11 akwenów, w ramach których Grupa PGE i inne podmioty ubiegają się o pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – DYSTRYBUCJA

OPIS SEGMENTU I MODEL JEGO DZIAŁALNOŚCI

Przedmiotem działalności segmentu jest świadczenie usług dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych za pomocą sieci i urządzeń elektroenergetycznych wysokich, średnich i niskich napięć.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2022 roku.



¹W ujęciu zarządczym.

Przychody segmentu oparte są o taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej zatwierdzone co roku przez Prezesa URE na wniosek spółki i mają charakter regulowany. Taryfa, co do zasady, zapewnia przeniesienie w niej kosztów związanych z bieżącą działalnością operatora systemu dystrybucyjnego. Są to zarówno uzasadnione koszty operacyjne, amortyzacja, jak również koszty związane z koniecznością pokrycia strat bilansowych przy dystrybucji energii elektrycznej, czy zakupu usług przesyłowych od Operatora Systemu Przesyłowego. Równocześnie taryfa uwzględnia **koszty przenoszone w opłacie**, takie jak opłata OZE, opłata przejściowa, opłata kogeneracyjna oraz opłata mocowa.

Kluczowym elementem kształtującym wynik segmentu dystrybucji jest **wynagrodzenie z tyt. zwrotu z zainwestowanego przez spółkę kapitału**. Oparty jest on o tzw. wartość regulacyjną aktywów (WRA), tworzoną w oparciu o realizowane inwestycje oraz uwzględnienie amortyzacji majątku. WRA jest podstawą do obliczenia zwrotu kapitału, przy wykorzystaniu średnioważonego kosztu kapitału, który jest publikowany przez Prezesa URE zgodnie z ustaloną formułą i przy uwzględnieniu, jako stopy wolnej od ryzyka, średniej rentowności 10-letnich obligacji Skarbu Państwa o najdłuższym terminie wykupu w okresie 36 miesięcy poprzedzających złożony wniosek taryfowy, notowanych na Rynku Treasury BondSpot. Ponadto wysokość zwrotu z kapitału uzależniona jest od wykonania indywidualnych celów jakościowych wyznaczonych przez Prezesa URE dla wskaźników efektywności obejmujących: czas trwania przerw, częstość przerw, czas realizacji przyłączenia oraz (jeszcze nie uwzględniany) czas przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych.

WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

PGE Dystrybucja S.A. działa na obszarze 129 829 km² i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,64 mln klientów.

Wykres: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.

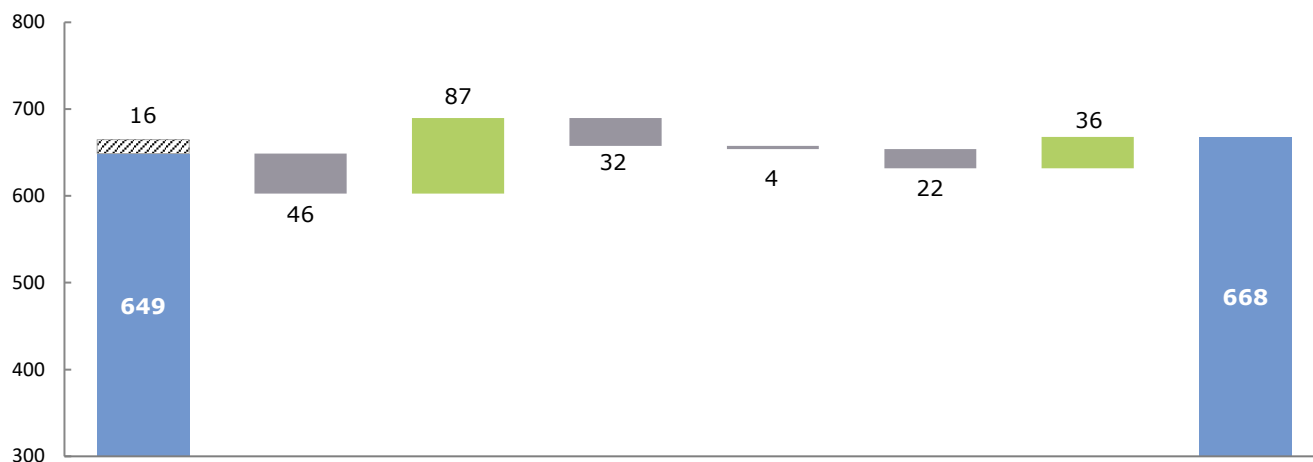


Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej i liczba klientów.

| Taryfy | Wolumen (TWh) | | Liczba klientów wg punktów poboru energii (szt.) | |
|--------------------|---------------|--------------|--|------------------|
| | III kw. 2022 | III kw. 2021 | III kw. 2022 | III kw. 2021 |
| Grupa taryfowa A | 1,34 | 1,40 | 127 | 115 |
| Grupa taryfowa B | 3,74 | 3,85 | 13 367 | 12 879 |
| Grupa taryfowa C+R | 1,52 | 1,63 | 485 940 | 489 973 |
| Grupa taryfowa G | 2,33 | 2,42 | 5 142 404 | 5 072 439 |
| Razem | 8,93 | 9,30 | 5 641 838 | 5 575 406 |

KLUCZOWE CZYNNIKI WPLYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Wykres: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Dystrybucja w ujęciu zarządczym (mln PLN).



| | EBITDA III kw. 2021 | Wolumen dystrybuow. e.e. | Zmiana taryfy dystrybucyjnej ¹ | Różnica bilansowa ² | Podatek od nieruchomości | Koszty osobowe ³ | Pozostałe | EBITDA III kw. 2022 |
|------------------------------------|---------------------|--------------------------|---|--------------------------------|--------------------------|-----------------------------|-----------|---------------------|
| Odchylenie | | -46 | 87 | -32 | -4 | -22 | 36 | |
| EBITDA raportowana III kw. 2021 | 665 | | | | | | | |
| Zdarzenia jednorazowe III kw. 2021 | 16 | | | | | | | |
| EBITDA powtarzalna III kw. 2021 | 649 | 1 109 | | 106 | 114 | 299 | 59 | |
| EBITDA powtarzalna III kw. 2022 | | 1 150 | | 138 | 118 | 321 | 95 | 668 |
| Zdarzenia jednorazowe III kw. 2022 | | | | | | | | 0 |
| EBITDA raportowana III kw. 2022 | | | | | | | | 668 |

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

¹ Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A.

² Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

³ Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenia jednorazowe).

Tabela: Dane dotyczące zdarzeń jednorazowych w segmencie Dystrybucja (mln PLN).

| Zdarzenia jednorazowe | III kw. 2022 | III kw. 2021 | Zmiana % |
|-----------------------------|--------------|--------------|----------|
| Zmiana rezerwy aktuarialnej | 0 | 16 | - |
| Razem | 0 | 16 | - |

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Dystrybucja r/r były:

- **Spadek wolumenu dystrybuowanej** energii elektrycznej o 0,37 TWh, wynikający głównie z niższego zużycia e.e. w grupie taryfowej gospodarstw domowych w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego, kiedy wystąpiły wzmożone obostrzenia pandemiczne, powodujące konieczność pracy i nauki zdalnej, a więc i większe zużycie e.e. przez gospodarstwa domowe. Dodatkowo nastąpił spadek liczby punktów poboru energii w taryfie małych i średnich przedsiębiorstw oraz gospodarstw rolnych.
- **Wzrost stawek w Taryfie 2022** o 9,5 PLN/MWh w porównaniu do taryfy obowiązującej w III kwartale ubiegłego roku, który przełożył się na zwiększenie przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych.
- **Wyższe koszty zakupu energii elektrycznej** na pokrycie różnicy bilansowej głównie spowodowane znaczącym wzrostem cen energii elektrycznej.

- **Wzrost podatku od nieruchomości** wynikający ze wzrostu wartości budowli oraz wyższych stawek podatkowych.
- **Wzrost kosztów osobowych** w związku z rosnącymi kosztami zatrudnienia z powodu presji inflacyjnej.
- **Odchylenie w pozycji pozostałe**, wynikające głównie z wyższych przychodów z tytułu opłaty przyłączeniowej.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja.

| mIn PLN | III kw. 2022 | III kw. 2021 | Zmiana % |
|---------------------------------------|--------------|--------------|------------|
| Inwestycje w moce produkcyjne, w tym: | 574 | 311 | 85% |
| ▪ Rozwojowe | 278 | 145 | 92% |
| ▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe | 296 | 166 | 78% |
| Pozostałe | 4 | 1 | 300% |
| Razem | 578 | 312 | 85% |

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE DYSTRYBUCJA

- **Przyłączenie nowych odbiorców:** w III kwartale 2022 roku realizowany był program przyłączania odbiorców do sieci dystrybucyjnej, gdzie poniesione zostały nakłady w wysokości 261 mln PLN.
- **Program LTE450:** realizowano postępowania przetargowe na zakup i wdrożenie komponentów sieci rdzeniowej CORE LTE450 oraz zakup i wdrożenie komponentów sieci radiowej RAN LTE450 wraz z usługą wsparcia technicznego.
- **Program Kablowania:** kontynuowano realizację Programu Kablowania sieci średniego napięcia (SN) do poziomu skablowania 30% sieci SN, stanowiących własność PGE Dystrybucja S.A, ponosząc nakłady w wysokości 100 mln PLN w III kwartale 2022 roku.
- **Program instalacji liczników zdalnego odczytu (LZO):** realizacja projektu ma charakter obligatoryjny i wynika z wymagań stawianych OSD przez Ustawodawcę w zmienionej ustawie Prawo energetyczne. W 2022 roku uruchomiono postępowania zakupowe na:
 - dostawę liczników dla odbiorców końcowych,
 - dostawę liczników na stacje SN/nn,
 - wymianę liczników u odbiorców końcowych,
 - modernizację stacji SN/nn i montaż liczników bilansujących.

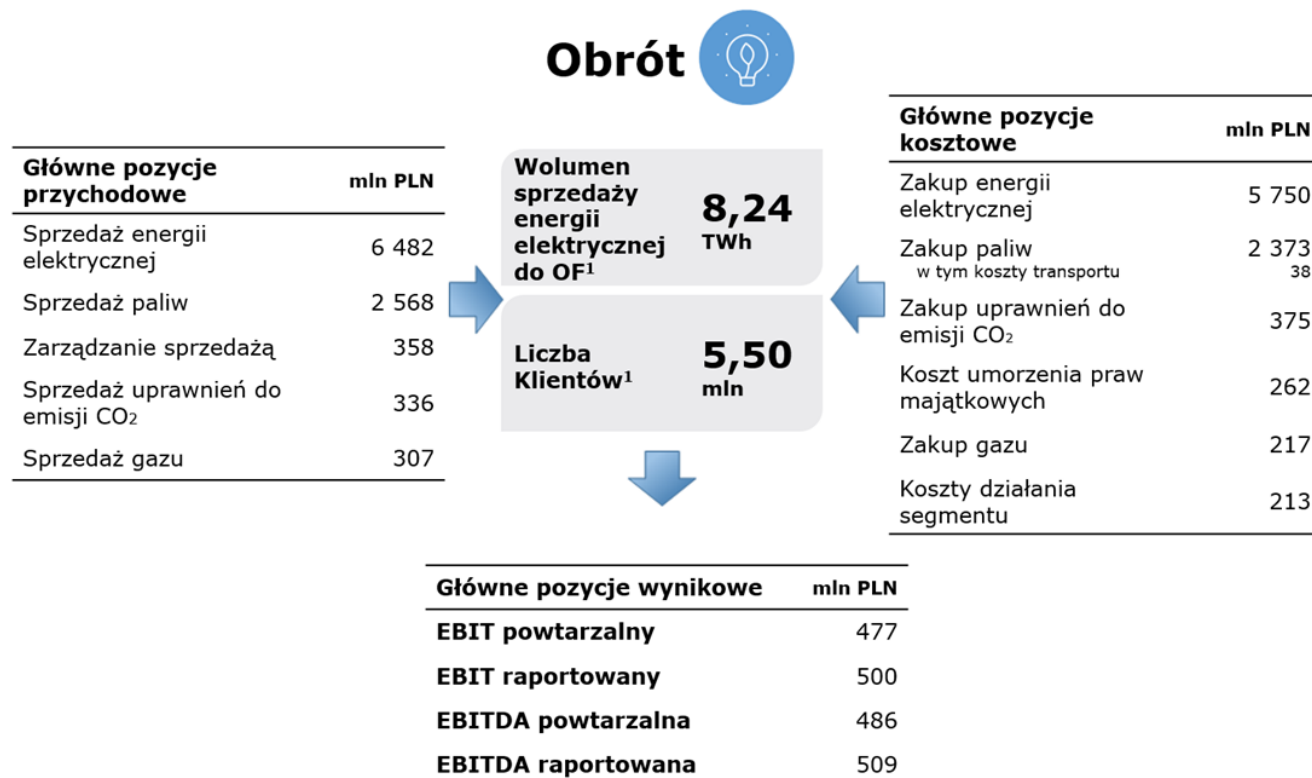
Zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne do 31 grudnia 2028 roku spółki OSD są zobowiązane zainstalować LZO skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii, stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych.

- **Wdrożenie centralnych systemów CRM i Billing (Program NCB):** kontynuowano prace w ramach podpisanej umowy z wykonawcą A2 Customer Care z Grupy Atende - na wykonanie i wdrożenie systemu CRM Billing w Grupie Kapitałowej PGE. Zakończono fazę analizy przedwdrożeniowej i przedstawiono do odbioru jej produkty. Realizowano prace nad uruchomieniem postępowania przetargowego w zakresie renumeracji kodów punktów poboru energii wg międzynarodowego standardu GS1.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – OBRÓT

Segment Obrót obejmuje działalność prowadzoną przez Grupę PGE na rynku hurtowym energii oraz na rynku detalicznym. Działalność prowadzona w ramach rynku hurtowego dotyczy przede wszystkim realizacji transakcji obrotu energią elektryczną w imieniu i na rzecz segmentów Energetyka Konwencjonalna, Ciepłownictwo oraz Energetyka Odnawialna.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2022 roku.



¹Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.; OF – Odbiorcy Finalni

W ramach działalności na rynku detalicznym główne źródło **przychodów segmentu to sprzedaż energii elektrycznej** do odbiorców końcowych. Jest to sprzedaż do odbiorców biznesowych i instytucjonalnych, stanowiąca ponad 70% sprzedawanego wolumenu, oraz do odbiorców indywidualnych. Przychody segmentu obejmują również **sprzedaż paliw**, w tym głównie: miału węglowego i węgla grubego, realizowaną przez PGE Paliwa sp. z o.o. oraz **sprzedaż gazu ziemnego**.

Sprzedawanej energii elektrycznej odpowiadają **koszty zakupu energii elektrycznej** na rynku hurtowym oraz **koszty umorzenia praw majątkowych**, w ramach systemu wsparcia dla źródeł odnawialnych i efektywności energetycznej.

W ramach działalności na rynku hurtowym dokonywane są zakupy CO₂ na potrzeby segmentów Energetyki Konwencjonalnej i Ciepłownictwa, co znajduje swoje odzwierciedlenie zarówno po stronie kosztowej jak i przychodowej. Równocześnie istotną pozycję przychodową stanowi świadczenie usług na rzecz spółek Grupy z tytułu zarządzania zakupami i sprzedażą energii elektrycznej oraz produktów pochodnych.

Segment Obrót ponosi również koszty związane z działalnością centrum korporacyjnego Grupy.

Tabela: Dane dotyczące zdarzeń jednorazowych w segmencie Obrót (mln PLN).

| Zdarzenia jednorazowe | III | III | Zmiana % |
|---|-----------|----------|---------------|
| | kw. 2022 | kw. 2021 | |
| Rezerwa aktuarialna | 0 | 2 | - |
| Rozwiązanie rezerwy na prosumentów ¹ | 23 | 0 | - |
| Razem | 23 | 2 | 1 050% |

¹W związku z nowelizacją ustawy o odnawialnych źródłach energii z 29 października 2021 roku, wprowadzającą zmiany w sposobie rozliczenia prosumentów i określającą okres wsparcia dla dotychczasowych prosumentów, uznano, iż zostały spełnione warunki do utworzenia rezerw na umowy rodzące zobowiązania w rozumieniu MSR 37. Rezerwa została zawiązana dla kontraktów na 2022 rok. W III kwartale 2022 roku rozwiązano część tej rezerwy na prognozowaną stratę na sprzedaży energii elektrycznej do prosumentów.

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Obrót r/r były:

- **Wyższy wynik na energii elektrycznej** jest efektem wyższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej, skompensowanym częściowo niższym wolumenem sprzedaży.
- **Wzrost przychodów z działalności wewnątrz GK PGE** wynikający ze wzrostu przychodów z tytułu umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi, co jest konsekwencją wyższej wartości obrotu energią elektryczną objętej zarządzaniem oraz w efekcie marży od transakcji na obrocie CO₂ ze spółkami GK PGE.
- **Wyższy wynik na sprzedaży paliw** w efekcie znacznie wyższych wolumenów sprzedaży węgla grubego oraz miału.
- **Wyższe koszty osobowe** w efekcie zmian organizacyjnych i w związku z prowadzonym procesem zmiany wynagrodzeń.
- **Niższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej** w efekcie wyższych odpisów aktualizujących należności handlowe oraz wyższej wartości zawiązanych rezerw na poczet przyszłych należności wątpliwych w spółkach sprzedaży detalicznej.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – GOSPODARKA OBIEGU ZAMKNIĘTEGO

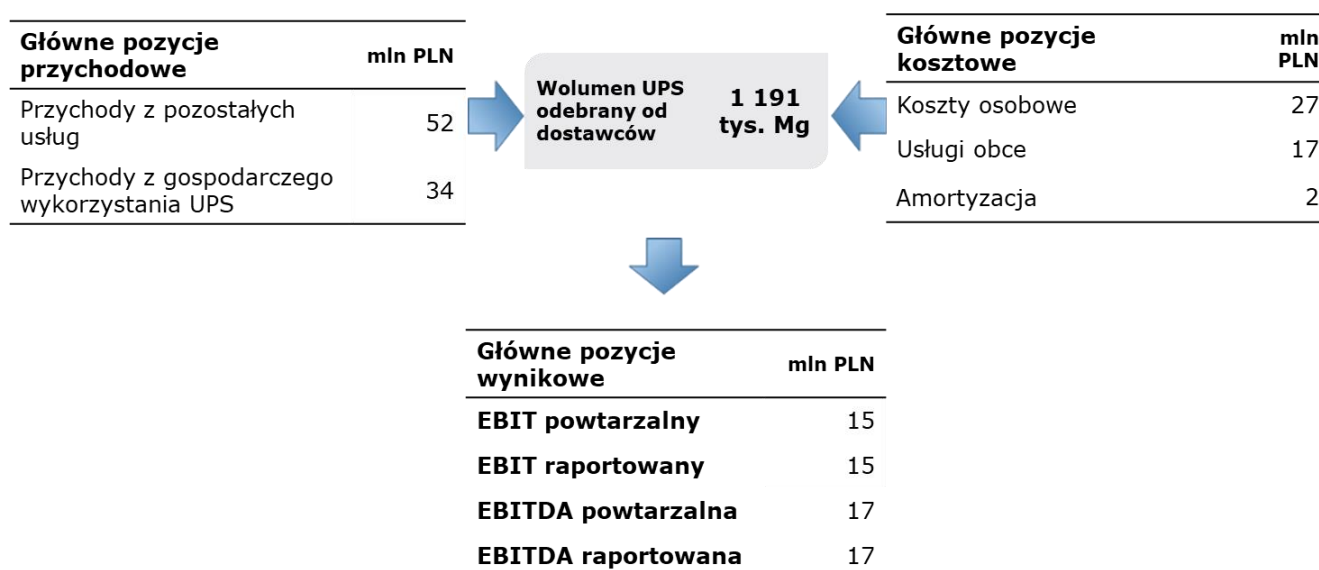
OPIS SEGMENTU I MODEL JEGO DZIAŁALNOŚCI

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2022 roku.

Przedmiotem działalności segmentu jest zapewnienie kompleksowej obsługi w zakresie zarządzania UPS, świadczenie usług w obszarach pomocniczych dla wytwórców energii elektrycznej i ciepła oraz dostaw materiałów na bazie UPS.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2022 roku.

Gospodarka Obiegu Zamkniętego



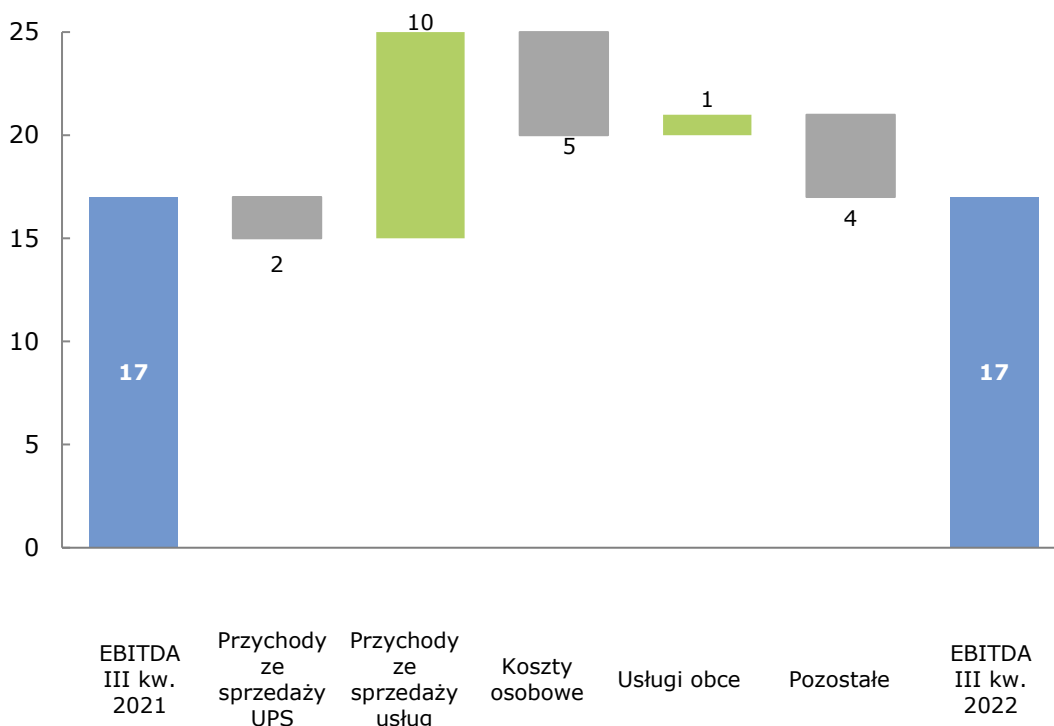
Od początku 2021 roku w strukturach Grupy PGE funkcjonuje nowy segment operacyjny Gospodarka Obiegu Zamkniętego (GOZ). W skład segmentu wchodzi spółki: PGE Ekoserwis S.A., EPORE S.A., ZOWER sp. z o.o. Gospodarowanie UPS w Grupie PGE prowadzi do wykorzystywania odpadów jako pełnowartościowych substancji zagospodarowanych w innych gałęziach gospodarki (przemysł cementowy, budownictwo, drogownictwo, górnictwo), a w konsekwencji do ograniczenia ilości wytwarzanych odpadów końcowych.

W segmencie GOZ najważniejszym źródłem przychodów segmentu są **przychody z gospodarczego wykorzystania UPS**, obejmujące przychody ze sprzedaży UPS w stanie nieprzetworzonym, przychody ze sprzedaży produktów wytworzonych na bazie UPS w ramach własnych procesów produkcyjnych oraz sprzedaż usług związanych z zagospodarowaniem UPS. Poziom osiągniętych przychodów jest uzależniony od wielu czynników, w tym od możliwości handlowych sprzedaży UPS w stanie przetworzonym i nieprzetworzonym, sezonowości branż nabywających UPS, sezonowości pracy dostawców UPS (elektrownie, elektrociepłownie), wielkości odebranego wolumenu, wydajności infrastruktury produkcyjnej, możliwości składowania UPS jako zapasów materiałowych przeznaczonych do produkcji oraz panujących warunków rynkowych.

Przychody z pozostałych usług obejmują przychody ze sprzedaży usług ciągłych i doraźnych na rzecz wytwórców energii elektrycznej i ciepła w zakresie m.in. obsługi układów i urządzeń odpopielania, obsługi ciągów technologicznych, obsługi młynowni oraz obsługi składowisk paliw i UPS.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Wykres: Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA w segmencie Gospodarka Obiegu Zamkniętego w ujęciu zarządczym (mln PLN).



| Odchylenie | -2 | 10 | -5 | 1 | -4 | |
|---------------------|----|----|----|----|----|-----------|
| EBITDA III kw. 2021 | 17 | 54 | 24 | 22 | 18 | 21 |
| EBITDA III kw. 2022 | | 52 | 34 | 27 | 17 | 25 |
| | | | | | | 17 |

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu GOZ r/r były:

- **Niższe przychody ze sprzedaży ubocznych produktów spalania**, które spowodowane są niższym wolumenem odbioru UPS od wytwórców możliwym do zagospodarowania.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży usług**, co jest wynikiem wyższych przychodów z wynajmu sprzętu ciężkiego oraz wyższych kosztów pracowników usługowych.
- **Wyższy poziom kosztów osobowych** to głównie efekt wzrostu wynagrodzeń r/r.
- **Niższe koszty usług obcych**, wynikające głównie z niższych kosztów zagospodarowania UPS.
- **Wyższy poziom pozycji pozostałe**, spowodowany głównie wzrostem zużycia paliw oraz materiałów produkcyjnych.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI –POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

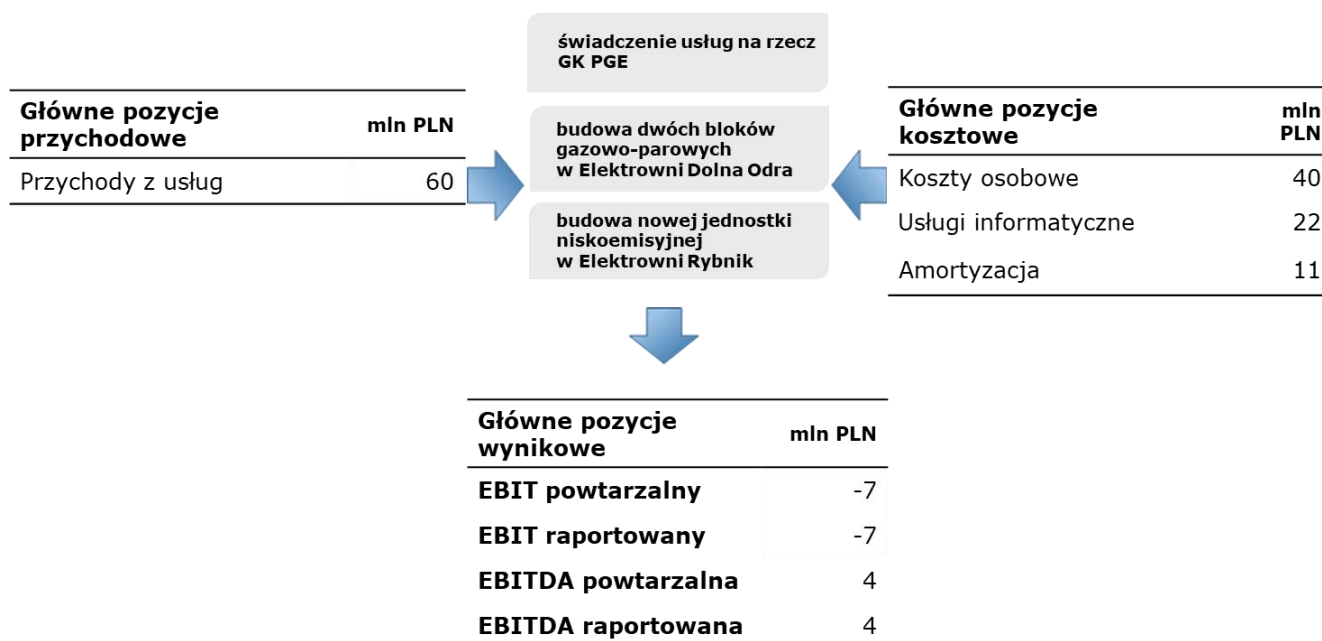
OPIS SEGMENTU I MODEL JEGO DZIAŁALNOŚCI

Przedmiotem działalności segmentu jest świadczenie usług na rzecz Grupy Kapitałowej PGE, m.in. organizacja pozyskiwania finansowania w formie euroobligacji (PGE Sweden), świadczenie usług informatycznych, księgowo-kadrowych, transportowych oraz inwestycje w start-up'y.

Ponadto w strukturach segmentu znajdują się spółki odpowiedzialne za budowę nowych, niskoemisyjnych jednostek wytwórczych. 1 października 2021 roku wydzielono z PGE GiEK S.A. (Elektrownia Dolna Odra) projekt, stanowiący zorganizowaną część przedsiębiorstwa (ZCP) w zakresie obejmującym budowę bloków gazowo-parowych oraz przeniesiono na spółkę PGE Inwest 8 sp. z o.o. (obecna nazwa: PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.). W strukturach segmentu Pozostała Działalność znajduje się również spółka Rybnik 2050 sp. z o.o., odpowiedzialna za budowę nowej jednostki niskoemisyjnej w Elektrowni Rybnik.

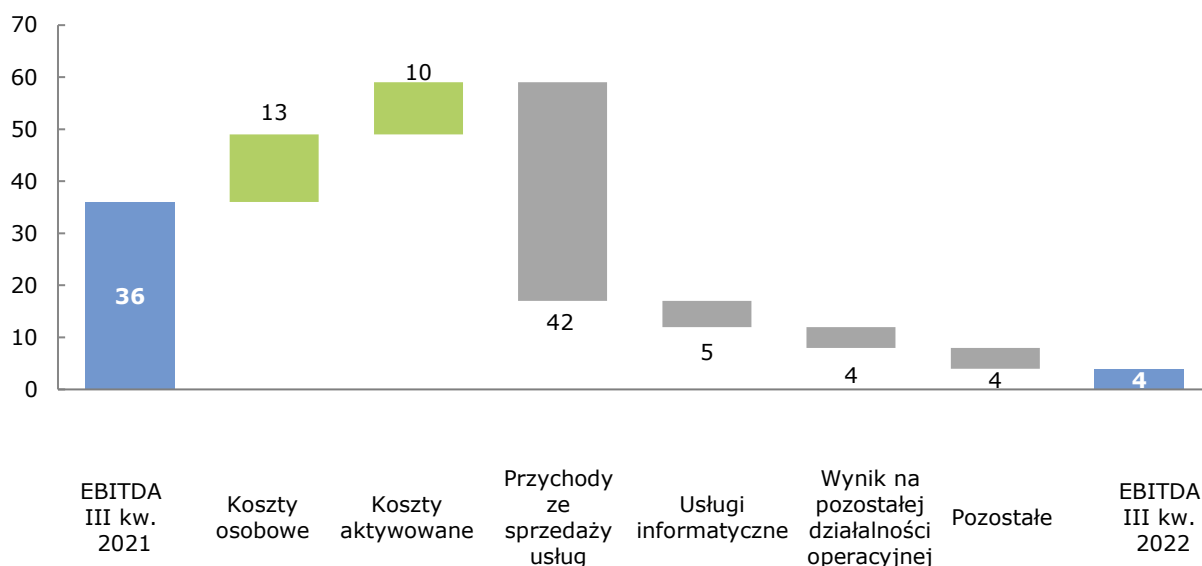
Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2022 roku.

Pozostała Działalność



KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Wykres: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Pozostała Działalność w ujęciu zarządczym (mln PLN).



| Odchylenie | 13 | 10 | -42 | -5 | -4 | -4 | |
|---------------------|----|----|-----|-----|----|----|---|
| EBITDA III kw. 2021 | 36 | 53 | 3 | 102 | 17 | 4 | 3 |
| EBITDA III kw. 2022 | 40 | 13 | 60 | 22 | 0 | 7 | 4 |

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Pozostała Działalność r/r były:

- **Niższe przychody z usług** ze względu na przeniesienie Elbest Security sp. z o.o. do segmentu Energetyka Konwencjonalna oraz sprzedażą spółki Elbest sp. z o.o.
- **Niższe koszty osobowe** w związku z przeniesieniem od początku 2022 roku Elbest Security sp. z o.o. do segmentu Energetyka Konwencjonalna oraz sprzedażą spółki Elbest sp. z o.o.
- **Wyższe koszty aktywowane** w wyniku wyższej alokacji kosztów w aktywa w III kwartale 2022 roku z tytułu prowadzonych projektów przez PGE Systemy S.A.
- **Wyższe koszty usług informatycznych** w związku z zakupem usług zewnętrznych w celu świadczenia przez spółkę PGE Systemy S.A. szerszego zakresu usług na rzecz GK PGE oraz prowadzenia nowych programów inwestycyjnych, zwłaszcza LTE450.
- **Niższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej** głównie z powodu przeniesienia Elbest Security sp. z o.o. do segmentu Energetyka Konwencjonalna oraz sprzedażą spółki Elbest sp. z o.o.

NAKLĄDY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Pozostała Działalność

| mln PLN | III kw. 2022 ¹ | III kw. 2021 | Zmiana % |
|--------------|---------------------------|--------------|---------------|
| Razem | 939 | 23 | 3 983% |

¹W danych za III kwartał 2022 roku ujęta została wartość nakładów inwestycyjnych dot. projektu budowy 2 bloków gazowo-parowych, realizowanego przez PGE Gryfino 2050 sp. z o.o. oraz niskoemisyjnej jednostki, za budowę której odpowiada Rybnik 2050 sp. z o.o.

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

- Trwa przygotowanie **projektu budowy bloku gazowo-parowego** o mocy ok. 800-900 MW w **Elektrowni Rybnik (Rybnik 2050 sp. z o.o.)**. Wydano warunki przyłączenia do KSE oraz podpisano umowę przed-przyłączeniową z OGP Gaz-System S.A. (Gaz-System) na budowę gazociągu, na którą obowiązuje już prawomocna decyzja środowiskowa. W ramach prowadzonego postępowania przetargowego, w III kwartale 2022 roku Zespół Projektowy odpowiadał na pytania oferentów.
- Kontynuowano prace związane z realizacją dwóch **nowych bloków gazowo-parowych** o mocy 671 MWe każdy (**PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.**). W III kwartale 2022 roku prowadzono prace montażowe w zakresie wyposażenia technologicznego maszynowni bloku 9 i bloku 10. Główne elementy maszynowni bloku 9 i bloku 10 dostarczono na teren budowy i posadowiono na fundamentach. Są to generatory, turbiny gazowe i turbiny parowe. Prowadzono prace budowlano-montażowe w zakresie budynków i instalacji pomocniczych. Zaawansowanie rzeczowe realizacji projektu na koniec września 2022 roku wynosiło ponad 80%.
- Trwają prace związane z projektem **Bateryjnego Magazynu Energii Elektrycznej (BMEE)**, który uzyskał decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach. Jest ona niezbędnym, niezwykle istotnym krokiem na drodze kontynuacji prac projektowych. Kolejnym kamieniem milowym w realizacji inwestycji było uzyskanie pierwszej w Polsce promesy koncesji na magazynowanie energii elektrycznej. Projekt ten ma na celu połączenie istniejącej ESP Żarnowiec o mocy 716 MW z BMEE o mocy nie mniejszej niż 200 MW i pojemności ponad 820 MWh. Uzyskana dzięki temu innowacyjna instalacja hybrydowa o mocy co najmniej 921 MW i pojemności ponad 4,6 GWh (co odpowiada mocy największych konwencjonalnych bloków w Polsce) będzie w stanie świadczyć pełen zakres regulacyjnych usług systemowych, posłużyć do „odbudowy” systemu energetycznego lub zasilić energią około 200 tys. gospodarstw domowych przez okres 5 godzin (przy średnim obciążeniu 1 kW na dom). W I kwartale 2022 roku planowany BMEE został wpisany do rejestru Rynku Mocy, a prowadzone już wcześniej prace projektowe doprowadziły do uzyskania dla niego warunków przyłączenia do sieci przesyłowej. Dodatkowo BMEE będzie pełnił funkcję bilansowania technicznego i handlowego dla niestabilnych źródeł energii odnawialnej tj. lądowych i morskich farm wiatrowych oraz farm fotowoltaicznych należących do Grupy PGE.

KLUCZOWY PROJEKT W SEGMENTIE POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

| Cel projektu | Budżet | Poniesione nakłady ¹ | Nakłady poniesione 2022 roku ¹ | Paliwo/ sprawność netto | Wykonawca | Termin zakończenia inwestycji | Status |
|---|-------------|---------------------------------|---|-------------------------|--|-------------------------------|--|
| Budowa bloków gazowo parowych w PGE Gryfino 2050 | 4,3 mld PLN | 2,24 mld PLN | 1,42 mld PLN | Gaz ziemny/ 63% | Konsorcjum firm: General Electric (lider konsorcjum) i Polimex Mostostal | Grudzień 2023 roku | Inwestycja w trakcie realizacji Zaawansowanie rzeczowe realizacji projektu na koniec września 2022 roku wynosiło ponad 80%. |

¹Poniesione nakłady nie uwzględniają kosztów finansowania oraz wydatków w postaci wypłaconych zaliczek dla Generalnego Realizatora Inwestycji oraz pozostałych wykonawców.

3.4. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym

WPŁYW WOJNY NA TERYTORIUM UKRAINY NA DZIAŁALNOŚĆ GRUPY PGE

GK PGE jest największą grupą energetyczną w Polsce. Jednostki Grupy zabezpieczają około 41% zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju oraz obsługują ponad 5,5 mln klientów, a obszar dystrybucyjny Grupy PGE obejmuje ponad 40% terytorium Polski, w tym na obszarach przy granicy z Ukrainą i Białorusią. Z tego względu działalność Grupy ma szczególne znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Kluczowe dla Grupy PGE jest zabezpieczenie ciągłości działania elektrowni i elektrociepłowni oraz infrastruktury dystrybucyjnej, tak aby zapewnić nieprzerwane dostawy energii elektrycznej i ciepła do mieszkańców, instytucji i przedsiębiorstw.

W związku z sytuacją w Ukrainie na szczeblu centralnym Grupy PGE został powołany Zespół Kryzysowy, którego celem jest stałe monitorowanie zagrożeń i identyfikacja potencjalnych ryzyk. W ramach prac Zespołu prowadzony jest monitoring obejmujący bezpieczeństwo wytwarzania i dostaw energii elektrycznej oraz ciepła, ochronę infrastruktury krytycznej oraz infrastruktury informatycznej. Do zadań Zespołu należy również podejmowanie działań minimalizujących ryzyko wystąpienia sytuacji kryzysowej, przygotowanie spółek w Grupie na wypadek wystąpienia sytuacji kryzysowej oraz planowanie, organizacja i koordynowanie prac zapewniających ciągłość działania Spółki i Grupy PGE.

W kluczowych spółkach Grupy również zostały powołane sztaby kryzysowe, funkcjonujące 24h na dobę, realizujące stały monitoring oraz identyfikujące potencjalne ryzyka w celu minimalizacji zagrożenia dla dostaw energii elektrycznej i ciepła.

Wszystkie spółki kluczowe GK PGE przyjęły wytyczne w zakresie opracowania planów zapewnienia ciągłości działania (PCD). Na tej podstawie spółki opracowują a następnie wdrażają własne PCD, które uwzględniają specyfikę danej spółki. Kluczowym założeniem PCD jest opracowanie katalogu zagrożeń dla procesów krytycznych, na podstawie których są opracowywane i przyjmowane scenariusze awaryjne (instrukcje, procedury). Scenariusze awaryjne są cyklicznie testowane oraz na bieżąco aktualizowane. W obecnej sytuacji spółki zostały zobligowane zarówno do pilnej aktualizacji i weryfikacji regulacji wewnętrznych, jak i PCD.

W aktualnej sytuacji geopolitycznej znacząco wzrosło znaczenie cyberbezpieczeństwa. W Grupie PGE zostały wdrożone specjalne procedury monitorowania sieci teleinformatycznych z uwagi na wzmożoną działalność grup przestępczych, mającą na celu atak na systemy ICT (Information and communication technologies) oraz OT (Operational Technology). W związku z obowiązującym stanem alarmowym CHARLIE-CRP plany awaryjne zostały poddane przeglądowi. Istotna zmiana kontekstu funkcjonowania Grupy wywołała uruchomienie analizy zagrożeń i szacowanie ryzyka wystąpienia incydentu cyberbezpieczeństwa. Wzmożono także nacisk na ochronę łańcucha dostaw przed atakami cybernetycznymi.

Realność zagrożeń cybernetycznych potwierdzają ataki przeprowadzane na infrastrukturę teleinformatyczną Grupy Kapitałowej PGE oraz użytkowników systemów informacyjnych. W ostatnim czasie w sposób szczególny zwracają uwagę ataki, których celem jest wyłudzenie informacji lub próba zainstalowania złośliwego oprogramowania. Zidentyfikowano także ataki DDoS (Distributed Denial of Service), których celem jest zajęcie wszystkich dostępnych i wolnych zasobów w celu uniemożliwienia funkcjonowania całej usługi. Zidentyfikowane incydenty ataków zostały udokumentowane, informację o nich przekazano właściwym organom Państwa.

Podejmowane działania przeciwdziałające atakom (monitorowanie, obsługa incydentów i przywracanie działania systemów) pozwalają na skuteczne ich odpieranie. Działania te powiązane z adekwatnym zarządzaniem prowadzą do budowy odporności w cyberprzestrzeni. Jednocześnie realizowany jest rozwój i doskonalenie zarządzania bezpieczeństwem, właściwe do zidentyfikowanego ryzyka.

Ochrona fizyczna obiektów Grupy także została wzmocniona. W celu ochrony kluczowej infrastruktury energetycznej Grupa współpracuje ze wszystkimi służbami odpowiedzialnymi za bezpieczeństwo w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego (ABW). Ponadto PGE Dystrybucja na stałe jest wspierana przez Wojska Obrony Terytorialnej (WOT).

KLUCZOWE OBSZARY W GRUPIE PGE, NA KTÓRE WPŁYWA WOJNA W UKRAINIE

- dostępność i ceny paliw,
- zakłócenie łańcucha dostaw komponentów,
- wzrost inflacji i stóp procentowych oraz osłabienie waluty krajowej,
- ceny uprawnień do emisji CO₂,
- poprawa efektywności energetycznej,
- większa presja na transformację energetyczną poprzez rozwój OZE,
- import węgla kamiennego,
- cyberbezpieczeństwo,
- geopolityka,
- kontrahenci (listy sankcyjne).

KLUCZOWE RYZYKA DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ GK PGE ZWIĄZANE Z WOJNA W UKRAINIE

- zmniejszenie dostępności węgla kamiennego na polskim rynku z uwagi na embargo w zakresie dostaw tego surowca z Rosji,
- wzrost cen węgla kamiennego oraz gazu na rynku międzynarodowym,
- zakłócenia logistyczne związane z wysokim wykorzystaniem taboru kolejowego i zmianami aktualnych tras przejazdowych,
- zmniejszenie dostępności biomasy na polskim rynku z uwagi na wstrzymanie importu surowca z Białorusi,
- zakłócenia logistyczne w transporcie samochodowym, związane z cenami paliwa oraz dostępnością pracowników usługodawców.

RYZYKA ZWIĄZANE Z DOSTAWAMI GAZU

- EC Gorzów oraz EC Zielona Góra mają dostarczany gaz złożowy (tzw. gaz Ln). Ze względu na wykorzystywanie dedykowanej infrastruktury przesyłowej pomiędzy kopalnią a daną elektrociepłownią te aktywa wytwórcze są neutralne wobec zaburzeń dostaw do Krajowego Systemu Przesyłowego (KSP).
- EC Toruń, EC Zawidawie, EC Lublin Wrotków i EC Rzeszów mają dostarczany gaz wysokometanowy (tzw. gaz E). Gaz E pobierany z KSP jest zabezpieczony w formie odpowiedniego stanu magazynów i w Polsce jest to na relatywnie wysokim poziomie.

Grupa PGE nie ma wpływu na kierunki dostaw i zarządzanie przesyłem paliwa gazowego, dlatego też ryzyko ewentualnego wystąpienia zakłóceń leży po stronie PGNiG S.A. (PGNiG) oraz Operatora Systemu Przesyłowego Gaz-System. PGE ma ustanowione kanały komunikacji z PGNiG i Gaz-System w zarządzaniu handlowym i operacyjnym we współpracy z daną lokalizacją z Grupy PGE. Zgodnie z krajowymi programami zarządzania ograniczeniami dostaw gazu, zabezpieczenie dostaw dla produkcji energii elektrycznej i ciepła jest uprzywilejowane wobec innych odbiorców korporacyjnych.

WPŁYW OGRANICZEŃ W DOSTĘPNOŚCI PALIW NA PRODUKCJĘ ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA

- W przypadku paliwa gazowego z uwagi na brak możliwości posiadania zapasów tego paliwa ograniczenie dostępności przekłada się na natychmiastową przerwę w produkcji energii elektrycznej i ciepła. Jednak, jeżeli w danej elektrociepłowni istnieją rezerwowe kotły wodne na paliwo węglowe możliwa jest produkcja ciepła do wyczerpania stanu zapasów (dotyczy lokalizacji EC Lublin Wrotków oraz EC Rzeszów). W przypadku EC Gorzów rezerwą produkcji stanowi kocioł parowy OP-140 na paliwo węglowe. W lokalizacji EC Zielona Góra rezerwą dla produkcji ciepła stanowią kotły olejowe.

- Głównymi dostawcami węgla kamiennego na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepła są polskie spółki wydobywcze oraz spółki importujące węgiel. Obecnie elektrociepłownie posiadają zapasy węgla kamiennego, które pozwalają na nieprzerwaną produkcję energii elektrycznej i ciepła. JWCD ze względu na znaczne obciążenie oraz problemy na rynku węgla kamiennego mają problemy z utrzymaniem minimalnych wymaganych zapasów, co powoduje konieczność ograniczania produkcji w celu utrzymania pracy ciągłej jednostek.

Zagwarantowanie dostaw energii elektrycznej dla PGE Dystrybucja S.A. i PGE Obrót S.A. odbywa się w formie zabezpieczenia handlowego. Dostawy fizyczne energii warunkowane są aktualną sytuacją zbilansowania i funkcjonowania KSE. Zakłócenia w produkcji energii elektrycznej będą wpływały na dostawy energii w zależności od lokalizacji w sieci w KSE. Na chwilę obecną Grupa PGE nie zidentyfikowała ryzyka dostawy energii elektrycznej i ciepła do mieszkańców, instytucji i przedsiębiorstw.

RYZYKO WPŁYWU WOJNY NA RYNKI SUROWCÓW ORAZ FINANSOWE

Kryzys energetyczny objął swym zasięgiem Polskę, Europę i świat. Wojna w Ukrainie ma istotny wpływ na sytuację na rynku ciepła i energii elektrycznej w Polsce. Znacząco oddziałuje ona na ceny oraz dostępność surowców energetycznych, co przełożyło się na ceny energii i uprawnień do emisji CO₂ oraz ceny towarów i usług, wpływając tym samym na poziomy generowanej marży i możliwości pozyskiwania kapitału. Utrudnienie lub całkowite wstrzymanie pracy wielu zakładów produkcyjnych w Ukrainie wpłynęło na zakłócenie łańcucha dostaw komponentów dla kluczowych inwestycji lub znaczący wzrost ich cen. Wojna w Ukrainie ukazała także ogromną rolę odnawialnych źródeł energii, których rozwój jest odpowiedzią na odcięcie dostaw surowców energetycznych z Rosji oraz wysokie ceny energii. Odnawialne źródła nie są bowiem obciążone kosztami paliw i CO₂. Wysokie ceny energii wymuszają natomiast poprawę efektywności energetycznej i operacyjnej. Rośnie także presja, aby przyspieszyć transformację energetyczną w zgodzie z polityką klimatyczną Unii Europejskiej, wykorzystując odejście od paliw kopalnych do modernizacji polskiej gospodarki. Grupa PGE jako lider krajowej transformacji energetycznej w Polsce uwzględnia potrzebę osiągnięcia neutralności klimatycznej w swojej długoterminowej strategii biznesowej. Jednocześnie Grupa Kapitałowa PGE wnosi istotny wkład w utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez zapewnienie importu węgla kamiennego, m.in. z Ameryki Południowej na potrzeby zarówno wytwórców, jak i gospodarstw domowych. Nieunikniona jest także zmiana wzorców zachowań klientów rynku energii, prowadzących do oszczędniejszego jej zużycia. Ma to na celu uniknięcie problemów związanych z niedoborem ciepła oraz energii elektrycznej w okresie zimowym. Grupa PGE mityguje ryzyko kontynuując politykę zabezpieczania kosztów produkcji energii elektrycznej wraz ze sprzedażą energii na rynku hurtowym, co znajduje swój wymiar zarówno w zabezpieczeniu uprawnień do emisji CO₂, jak również walut obcych na potrzeby transakcyjne.

W celu ochrony przed znaczącym wzrostem cen energii elektrycznej dla części odbiorców wprowadzone zostały regulacje, skutkujące obowiązkiem stosowania cen maksymalnych w dostawach energii elektrycznej do odbiorców uprawnionych. Regulacje zakładają rekompensaty dla spółek obrotu, które sprzedają energię elektryczną po cenach maksymalnych. Sposób kalkulacji rekompensat generuje ryzyko niepokrycia w pełni kosztów związanych z dostawami energii elektrycznej oraz ogranicza wysokość marż uzyskiwanych na sprzedaży energii elektrycznej.

Dodatkowo zgodnie z obowiązującą decyzją nałożenia na Rosję i Białoruś sankcji wojennych Grupa PGE wprowadziła także weryfikację zgodności kontrahentów w łańcuchach dostaw.

W konsekwencji opisane powyżej ryzyka mogą mieć istotny wpływ na poszczególne obszary działalności GK PGE oraz przyszłe wyniki finansowe. W szczególności zmianie może ulec wartość odzyskiwalna wybranych pozycji aktywów, poziom oczekiwanych strat kredytowych oraz wycena instrumentów finansowych.

W związku z dynamicznym przebiegiem wojny na terytorium Ukrainy i jej konsekwencjami makroekonomicznymi oraz rynkowymi, Grupa PGE będzie na bieżąco monitorować jej rozwój a ewentualne zdarzenia, które wystąpią, zostaną odzwierciedlone odpowiednio w przyszłych sprawozdaniach finansowych Grupy.

ZMIANY W SKŁADZIE ZARZĄDU I RADY NADZORCZEJ

SKŁAD OSOBOWY ZARZĄDU

Od 1 stycznia do 17 listopada 2022 roku Zarząd Spółki funkcjonował w następującym składzie:

| Imię i nazwisko członka Zarządu | Pełniona funkcja | |
|------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------|
| Wojciech Dąbrowski | Prezes Zarządu | od 20 lutego 2020 roku |
| Wanda Buk | Wiceprezes Zarządu ds. Regulacji | od 1 września 2020 roku |
| Paweł Cioch | Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych | od 24 lutego 2020 roku |
| Lechosław Rojewski | Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych | od 9 czerwca 2021 roku |
| Paweł Śliwa | Wiceprezes Zarządu ds. Innowacji | od 20 lutego 2020 roku |
| Ryszard Wasilek | Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych | od 20 lutego 2020 roku |

17 listopada 2022 roku Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę o odwołaniu Pawła Ciocha, Wiceprezesa Zarządu ds. Korporacyjnych.

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Zarząd Spółki funkcjonuje w następującym składzie:

| Imię i nazwisko członka Zarządu | Pełniona funkcja | |
|------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------|
| Wojciech Dąbrowski | Prezes Zarządu | od 20 lutego 2020 roku |
| Wanda Buk | Wiceprezes Zarządu ds. Regulacji | od 1 września 2020 roku |
| Lechosław Rojewski | Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych | od 9 czerwca 2021 roku |
| Paweł Śliwa | Wiceprezes Zarządu ds. Innowacji | od 20 lutego 2020 roku |
| Ryszard Wasilek | Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych | od 20 lutego 2020 roku |

SKŁAD OSOBOWY RADY NADZORCZEJ

Od 1 stycznia 2022 roku do 18 stycznia 2022 roku Rada Nadzorcza funkcjonowała w składzie:

| Imię i nazwisko | Pełniona funkcja | |
|--------------------|---|--|
| Anna Kowalik | Przewodnicząca Rady Nadzorczej | |
| Artur Składanek | Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny | |
| Grzegorz Kuczyński | Sekretarz Rady Nadzorczej – członek niezależny | |
| Janina Goss | Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny | |
| Zbigniew Gryglas | Członek Rady Nadzorczej | |
| Tomasz Hapunowicz | Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny | |
| Marcin Kowalczyk | Członek Rady Nadzorczej | |
| Mieczysław Sawaryn | Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny | |
| Radosław Winiarski | Członek Rady Nadzorczej | |

Od 19 stycznia 2022 roku do 22 czerwca 2022 roku Rada Nadzorcza funkcjonowała w składzie:

| Imię i nazwisko | Pełniona funkcja |
|-------------------------------|---|
| Anna Kowalik | Przewodnicząca Rady Nadzorczej |
| Artur Składanek | Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny |
| Grzegorz Kuczyński | Sekretarz Rady Nadzorczej – członek niezależny |
| Janina Goss | Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny |
| Zbigniew Gryglas ¹ | Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny |
| Tomasz Hapunowicz | Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny |
| Marcin Kowalczyk | Członek Rady Nadzorczej |
| Mieczysław Sawaryn | Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny |
| Radosław Winiarski | Członek Rady Nadzorczej |

¹ 18 stycznia 2022 roku Zbigniew Gryglas złożył oświadczenie odnośnie kryteriów niezależności.

22 czerwca 2022 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. powołało Radę Nadzorczą XII kadencji w składzie jak poniżej.

Od 22 czerwca 2022 roku do 12 lipca 2022 roku Rada Nadzorcza XII kadencji funkcjonowała w składzie:

| Imię i nazwisko | Pełniona funkcja |
|--------------------|--|
| Janina Goss | Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny |
| Tomasz Hapunowicz | Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny |
| Marcin Kowalczyk | Członek Rady Nadzorczej |
| Anna Kowalik | Członek Rady Nadzorczej |
| Mieczysław Sawaryn | Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny |
| Artur Składanek | Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny |
| Radosław Winiarski | Członek Rady Nadzorczej |

12 lipca 2022 roku do Spółki wpłynęło oświadczenie Ministra Aktywów Państwowych (reprezentującego Skarb Państwa) o powołaniu Zbigniewa Gryglasa do składu Rady Nadzorczej Spółki od 12 lipca 2022 roku.

Od 12 lipca 2022 roku do dnia publikacji niniejszego sprawozdania Rada Nadzorcza funkcjonowała w następującym składzie:

| Imię i nazwisko | Pełniona funkcja |
|--------------------|---|
| Anna Kowalik | Przewodnicząca Rady Nadzorczej |
| Artur Składanek | Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny |
| Radosław Winiarski | Sekretarz Rady Nadzorczej |
| Janina Goss | Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny |
| Zbigniew Gryglas | Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny |
| Tomasz Hapunowicz | Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny |
| Marcin Kowalczyk | Członek Rady Nadzorczej |
| Mieczysław Sawaryn | Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny |

SKŁAD OSOBOWY KOMITETÓW RADY NADZORCZEJ

Od 1 stycznia 2022 roku do 22 czerwca 2022 roku komitety stałe Rady Nadzorczej funkcjonowały w następującym składzie:

| Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej | Komitet Audytu | Komitet Ładu Korporacyjnego | Komitet Strategii i Rozwoju | Komitet Nominacji i Wynagrodzeń |
|---|----------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------------|
| Janina Goss | Członek | | | Członek |
| Zbigniew Gryglas | | Członek | Członek | |
| Tomasz Hapunowicz | | Przewodniczący | Członek | |
| Marcin Kowalczyk | | | Członek | |
| Anna Kowalik | Członek | | Członek | Członek |
| Grzegorz Kuczyński | Przewodniczący | Członek | | |
| Mieczysław Sawaryn | | | Członek | Przewodniczący |
| Artur Składanek | Członek | | Przewodniczący | |
| Radosław Winiarski | Członek | | Członek | |

22 czerwca 2022 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. powołało Radę Nadzorczą XII kadencji. Pierwsze posiedzenie Rady Nadzorczej nowej kadencji odbyło się 12 lipca 2022 roku. Tego dnia powołane zostały Komitety Rady Nadzorczej w nowym składzie.

Od 12 lipca 2022 roku do dnia 26 lipca 2022 roku Komitety Rady Nadzorczej funkcjonowały w następującym składzie:

| Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej | Komitet Audytu | Komitet Ładu Korporacyjnego | Komitet Strategii i Rozwoju | Komitet Nominacji i Wynagrodzeń |
|---|----------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------------|
| Janina Goss | Członek | | | Członek |
| Tomasz Hapunowicz | | Członek | Członek | |
| Marcin Kowalczyk | | | Członek | Członek |
| Anna Kowalik | Członek | Członek | Członek | Członek |
| Mieczysław Sawaryn | Członek | Członek | Członek | Przewodniczący |
| Artur Składanek | Członek | | Członek | |
| Radosław Winiarski | Członek | | Członek | |

Na posiedzeniu Rady Nadzorczej 26 lipca 2022 roku Zbigniew Gryglas powołany został do Komitetów: Strategii i Rozwoju oraz Ładu Korporacyjnego.

Od 26 lipca 2022 roku do dnia publikacji niniejszego sprawozdania Komitety Rady Nadzorczej funkcjonowały w następującym składzie:

| Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej | Komitet Audytu | Komitet Ładu Korporacyjnego | Komitet Strategii i Rozwoju | Komitet Nominacji i Wynagrodzeń |
|---|----------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------------|
| Janina Goss | Członek | | | Członek |
| Zbigniew Gryglas | | Członek | Członek | |
| Tomasz Hapunowicz | | Przewodniczący | Członek | |
| Marcin Kowalczyk | | | Członek | Członek |
| Anna Kowalik | Członek | Członek | Członek | Członek |
| Mieczysław Sawaryn | Członek | Członek | Członek | Przewodniczący |
| Artur Składanek | Przewodniczący | | Członek | |
| Radosław Winiarski | Członek | | Członek | |

KWESTIE PRAWNE

KWESTIA ODSZKODOWANIA DOTYCZĄCEGO KONWERSJI AKCJI

Informacje w sprawie odszkodowań dotyczących konwersji akcji zostały omówione w nocie 24.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

POSTĘPOWANIA TOCZĄCE SIĘ PRZED SĄDEM, ORGANEM WŁAŚCIWYM DLA POSTĘPOWANIA ARBITRAŻOWEGO LUB ORGANEM ADMINISTRACJI PUBLICZNEJ

Istotne postępowania toczące się przed sądami, organami właściwymi dla postępowań arbitrażowych oraz organami administracji publicznej zostały omówione w nocie 24.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

WYPOWIEDZENIE UMÓW SPRZEDAŻY PRAW MAJĄTKOWYCH PRZEZ ENEA S.A.

Informacje dotyczące wypowiedzenia umów sprzedaży praw majątkowych przez ENEA S.A. zostały omówione w nocie 24.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

INFORMACJE O UDZIELENIU PRZEZ SPÓŁKĘ LUB PRZEZ JEDNOSTKĘ OD NIEJ ZALEŻNĄ PORĘCZEŃ KREDYTU LUB POŻYCZKI LUB UDZIELENIU GWARANCJI

W ramach Grupy na 30 września 2022 roku PGE S.A. oraz jednostki zależne nie udzieliły poręczeń kredytów ani gwarancji innemu podmiotowi lub jednostce zależnej, gdzie wartość poręczeń lub gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10% kapitałów własnych Spółki.

INFORMACJA DOTYCZĄCA EMISJI, WYKUPU I SPŁATY NIEUDZIAŁOWYCH I KAPITAŁOWYCH PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH

Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych zostały opisane w pkt 4.1 niniejszego sprawozdania oraz w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

TRANSAKCJE Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązаныmi zostały zamieszczone w nocie 26 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

ROZSTRZYGNIĘCIE SPORU POMIĘDZY CZECHAMI A POLSKĄ Z TYTUŁU PRZEDŁUŻENIA KONCESJI DLA DALSZEGO FUNKCJONOWANIA KWB TURÓW

3 lutego 2022 roku premierzy rządów polskiego i czeskiego parafowali umowę dwustronną określającą warunki wycofania skargi Czech z Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej odnośnie przedłużenia koncesji dla KWB Turów.

4 lutego 2022 roku Republika Czeska poinformowała Trybunał, że, zgodnie z art. 147 § 1 regulaminu postępowania, wskutek zawartej z Rzeczpospolitą Polską ugody w przedmiocie rozstrzygnięcia niniejszego sporu, zrzeka się ona wszelkich roszczeń. Wobec powyższego 4 lutego 2022 roku Prezes Trybunału Sprawiedliwości wydał postanowienie w przedmiocie wykreślenia sprawy z rejestru.

7 lutego 2022 roku zostało zawarte Porozumienie pomiędzy PGE GiEK S.A., PGE S.A. i Skarbem Państwa określające zasady współpracy w związku z wykonywaniem Umowy zawartej 3 lutego 2022 roku między Rządem Republiki Czeskiej a Rządem Rzeczpospolitej Polskiej o współpracy w zakresie odnoszenia się do skutków na terytorium Republiki Czeskiej wynikających z eksploatacji KWB Turów.

Na mocy powyższego Porozumienia PGE GiEK S.A. zobowiązała się do budowy wału ziemnego, monitorowania hałasu, monitorowania jakości powietrza, wykonania 4 otworów monitorujących poziomy warstw wodonośnych, zakończenia budowy ekranu przeciwfiltracyjnego, przeprowadzenia pomiarów dotyczących przemieszczania terenu oraz wymiany oświetlenia w KWB Turów.

PGE GiEK S.A. ponadto zobowiązała się do podjęcia działań na rzecz przekazania przez Fundację PGE na rzecz Kraju Libereckiego w Republice Czeskiej kwoty 10 milionów EUR. Darowizna została przekazana w lutym 2022 roku.

Eksploatacja złoża jest prowadzona zgodnie z warunkami wynikającymi z koncesji.

[PRYZNANIE PRAWA DO POKRYCIA UJEMNEGO SALDA DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z MORSKICH FARM WIATROWYCH GRUPY PGE](#)

7 kwietnia 2021 roku Prezes URE przyznał prawo do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej (kontrakt różnicowy) dla projektów inwestycyjnych morskich farm wiatrowych Baltica-2 i Baltica-3 o łącznej mocy do 2,5 GW. Prawo do kontraktu różnicowego zapewnia cenę nie wyższą niż 319,60 PLN/MWh zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska oraz ustawą z 30 marca 2021 roku w sprawie ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci.

Przyznanie kontraktu różnicowego, w tym ostateczny poziom ceny, uzależnione jest od ostatecznej zgody Komisji Europejskiej.

Grupa PGE i Ørsted rozpoczęły proces indywidualnych negocjacji z Komisją Europejską, dotyczący ustalenia indywidualnej ceny w kontrakcie różnicowym. Złożono komplet dokumentów wymaganych tzw. ustawą offshore. Dokumenty przeszły weryfikację URE i Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK) a następnie na początku lutego 2022 roku przekazane zostały do Komisji Europejskiej.

We wrześniu 2022 roku otrzymano od URE decyzję Komisji Europejskiej w sprawie braku zastrzeżeń do pomocy indywidualnej na poziomie nie wyższym niż 319,60 PLN/MWh, przyznanej dla obu realizowanych etapów morskich farm wiatrowych Baltica-2 i Baltica-3. Decyzja KE została wydana w ramach procesu indywidualnej notyfikacji wsparcia dla inwestorów, wymaganej unijnymi przepisami, dotyczącymi pomocy publicznej. Uzyskanie decyzji KE jest konieczne dla wszystkich projektów realizowanych w tzw. pierwszej fazie polskiego programu offshore, które w 2021 roku decyzją Prezesa URE otrzymały wsparcie w formule kontraktu różnicowego.

Zgodnie z przepisami, wydanie decyzji URE, określającej poziom wsparcia dla projektu na podstawie decyzji KE powinno nastąpić w ciągu 90 dni od daty otrzymania przez URE decyzji KE.

Raport bieżący PGE S.A. w tej sprawie:

[Przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla e.e. z morskich farm wiatrowych](#)

[PLANOWANE PRZENIESIENIE AKTYWÓW WĘGLOWYCH DO NARODOWEJ AGENCJI BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO \(NABE\)](#)

1 marca 2022 roku Rada Ministrów przyjęła uchwałę w sprawie przyjęcia dokumentu „Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce. Wydzielenie wytwórczych aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa”. Zgodnie z dokumentem proces wydzielenia aktywów przyjmie formułę nabycia przez Skarb Państwa od PGE S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. oraz ENERGA S.A. wszystkich aktywów związanych z wytwarzaniem energii w elektrowniach zasilanych węglem kamiennym i brunatnym, w tym spółek serwisowych świadczących usługi na ich rzecz. W związku z nierozzerwalnością kompleksów energetycznych zasilanych węglem brunatnym wśród nabywanych aktywów znajdują się również kopalnie węgla brunatnego. Aktywa związane z wydobywaniem węgla kamiennego nie zostaną włączone do podmiotu zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w jednostkach węglowych. Aktywa ciepłownicze w związku z planowanymi ich modernizacjami w kierunku źródeł nisko i zeroemisyjnych nie będą przedmiotem tej transakcji. Wydzielenie aktywów z grup energetycznych może nastąpić poprzez:

- nabycie akcji poszczególnych spółek bezpośrednio przez Skarb Państwa, a następnie ich konsolidację w ramach NABE – w przypadku wyboru tego wariantu konsolidacja w ramach NABE nastąpi poprzez ich wniesienie na podwyższenie kapitału do PGE GiEK S.A.,

- lub poprzez warunkowe nabycie akcji spółek przez PGE GiEK S.A., pod warunkiem nabycia akcji PGE GiEK S.A. przez Skarb Państwa.

NABE będzie działało w formie spółki holdingowej skupionej wokół PGE GiEK S.A., gdzie spółki nabywane od ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. i ENERGA S.A. będą spółkami zależnymi wchodzącymi w skład jej grupy kapitałowej.

NABE będzie podmiotem w pełni samowystarczalnym, tj. będzie w stanie zapewnić sobie samodzielnie lub – w okresie przejściowym – na bazie zawieranych umów z podmiotami zewnętrznymi, w tym ze spółkami, z których wydzielane są aktywa, wszystkie niezbędne do niezakłóconego działania funkcje wewnętrzne i zewnętrzne, tj. HR, IT, zakupy, trading.

Wszystkie ewentualne transakcje wymagane w ramach wybranej struktury, związane z wydzieleniem aktywów, zostaną przeprowadzone w oparciu o rynkową wycenę niezależnego podmiotu oraz po przeprowadzeniu niezależnego badania due diligence. Poszczególne wyceny będą uwzględniać zobowiązania finansowe, które spółki wytwórcze, wydzielane w ramach transakcji, posiadają wobec podmiotów dominujących i/lub zobowiązania finansowe wobec instytucji finansujących.

Sposób rozliczenia transakcji, z uwagi na zadłużenie spółek wytwarzania wobec podmiotów dominujących w grupach kapitałowych, będzie przedmiotem szczegółowych uzgodnień pomiędzy Skarbem Państwa a obecnymi właścicielami i ich kredytodawcami.

Według założeń dokumentu, po wydzieleniu wytwórczych aktywów węglowych koncerny energetyczne skupią się na rozwijaniu swojej działalności w oparciu o posiadane aktywa w obszarze dystrybucji, ciepłownictwa, obrotu oraz wytwarzania energii w nisko i zeroemisyjnych źródłach.

Rolą NABE będzie zapewnienie niezbędnego bilansu mocy w systemie energetycznym. NABE będzie skupiało się na inwestycjach utrzymaniowych i modernizacyjnych, niezbędnych do utrzymania sprawności eksploatowanych bloków węglowych, w tym zmierzających do ograniczenia emisyjności eksploatowanych jednostek.

23 lipca 2021 roku PGE S.A, ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. i ENERGA S.A. zawarły ze Skarbem Państwa porozumienie dotyczące współpracy w procesie wydzielenia aktywów energetyki węglowej i ich integracji w NABE.

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania trwa proces due diligence oraz rozpoczęty został proces wyceny wydzielanych spółek. Zgodnie z aktualnymi, publicznymi deklaracjami strony rządowej, sprzedaż aktywów do NABE ma zostać zrealizowana do końca I kwartału 2023 roku.

Sposób wyceny oraz rozliczenia długu i innych zobowiązań związanych z aktywami nie został jeszcze określony. W związku z tym wskazanie wpływu wydzielenia na przyszłe sprawozdania finansowe PGE S.A. oraz GK PGE nie jest obecnie możliwe.

Raport bieżący PGE S.A. w tej sprawie:

[Porozumienie dotyczące współpracy w zakresie wydzielenia aktywów węglowych do NABE](#)

[SPRZEDAŻ HOTELI ELBEST SP. Z O.O. DO POLSKIEGO HOLDINGU HOTELOWEGO SP. Z O.O. \(PHH\)](#)

15 grudnia 2021 roku PHH zawarł z PGE S.A. umowę warunkową na zakup dziesięciu hoteli i obiektów, należących do Elbest sp. z o.o. 4 marca 2022 roku zakończono transakcję sprzedaży udziałów.

Włączenie hoteli i obiektów Elbest sp. z o.o. do grupy kapitałowej Polskiego Holdingu Hotelowego to kolejny krok w prowadzonej przez PHH konsolidacji spółek hotelowych, należących do Skarbu Państwa, natomiast dla Grupy PGE jest elementem porządkowania struktury i realizacji zadań zmierzających do koncentracji na działalności podstawowej.

Komunikat prasowy PGE S.A. w tej sprawie:

[Sprzedaż hoteli Elbest do PHH](#)

[Finalizacja transakcji sprzedaży udziałów Elbest sp. z o.o.](#)

DOKAPITALIZOWANIE SPÓŁKI W DRODZE EMISJI AKCJI

DECYZJA ZARZĄDU PGE W SPRAWIE ROZPOCZĘCIA PROCESU DOKAPITALIZOWANIA

18 stycznia 2022 roku Zarząd PGE S.A. podjął uchwałę w sprawie rozpoczęcia procesu dokapitalizowania Spółki w związku z planowanymi projektami inwestycyjnymi w obszarze energii odnawialnej, dekarbonizacji i dystrybucji.

Uchwała przewidywała zaproponowanie Nadzwyczajnemu Walnemu Zgromadzeniu Spółki podjęcia decyzji w sprawie obniżenia kapitału zakładowego w drodze zmniejszenia wartości nominalnej akcji z jednoczesnym podwyższeniem kapitału zakładowego w drodze emisji akcji serii E w trybie subskrypcji prywatnej, pozbawienia dotychczasowych akcjonariuszy w całości prawa poboru wszystkich akcji serii E, ubiegania się o dopuszczenie i wprowadzenie akcji serii E lub praw do akcji serii E do obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. (GPW), dematerializacji akcji serii E lub praw do akcji serii E oraz zmiany Statutu Spółki.

Intencją Zarządu PGE S.A. było pozyskanie od inwestorów w ramach procesu podwyższenia kapitału zakładowego kwoty ok. 3,2 mld PLN.

Pozyskanie wpływów z emisji akcji ma na celu wsparcie inwestycji GK PGE w 3 obszarach:

- rozwój odnawialnych źródeł energii,
- dekarbonizacja poprzez rozwój źródeł niskoemisyjnych,
- rozwój dystrybucji.

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki, które odbyło się 7 marca 2022 roku nie podjęło zaproponowanej uchwały ze względu na ogłoszoną przerwę w obradach do 6 kwietnia 2022 roku. Po wznowieniu obrad 6 kwietnia 2022 roku przyjęto uchwałę.

Raporty bieżące w tej sprawie:

[Rozpoczęcie procesu dokapitalizowania spółki](#)

[Zwołanie Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia](#)

[Projekty Uchwał na Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie](#)

[Treść uchwał podjętych przez Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie](#)

[Treść uchwał podjętych przez Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie cz. 2](#)

PODPISANIE UMOWY INWESTYCYJNEJ ZE SKARBEM PAŃSTWA

5 kwietnia 2022 roku PGE S.A. podpisała ze Skarbem Państwa reprezentowanym przez Prezesa Rady Ministrów umowę inwestycyjną w związku z planowaną emisją nowych akcji z wyłączeniem prawa poboru dotychczasowych akcjonariuszy, która miała charakter subskrypcji prywatnej, skierowanej wyłącznie do wybranych inwestorów. Na podstawie umowy inwestycyjnej Skarb Państwa wyraził wolę objęcia nie więcej niż 373 952 165 nowych akcji, emitowanych przez Spółkę za wkład pieniężny pochodzący ze środków Funduszu Reprywatyzacji, w łącznej wysokości nie większej niż 3,2 mld PLN.

PGE S.A. zobowiązała się wobec Skarbu Państwa, że przeznaczy wkład pieniężny w całości na realizację przez Spółkę oraz podmioty zależne Spółki (PGE Dystrybucja S.A., PGE Energia Odnawialna S.A., PGE Energia Ciepła S.A., Rybnik 2050 sp. z o.o.) projektów inwestycyjnych w 3 obszarach:

- intensyfikacji rozwoju odnawialnych źródeł energii,
- rozwoju dystrybucji w ramach programu „Dystrybucja przyszłości”,
- dekarbonizacji poprzez rozwój źródeł niskoemisyjnych.

Umowa inwestycyjna reguluje zasady wykorzystania środków oraz konsekwencje naruszenia tych zasad, zobowiązania i zapewnienia Spółki w związku z przekazaniem środków, obowiązki dotyczące sprawozdawczości i rozliczania oraz uprawnienia kontrolne Skarbu Państwa. W razie wykorzystania środków niezgodnie z umową inwestycyjną lub nienależytego jej wykonania, Spółka będzie zobowiązana do zwrotu

całości lub części wkładu pieniężnego lub do zapłaty na rzecz Skarbu Państwa kar umownych lub kwot gwarancyjnych, w zależności od rodzaju naruszonego postanowienia.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Podpisanie umowy inwestycyjnej](#)

PRZYJĘCIE PRZEZ ZARZĄD PGE S.A. ZASAD PROWADZENIA SUBSKRYPCJI AKCJI

Oferta publiczna akcji została przeprowadzona na podstawie uchwały Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z 6 kwietnia 2022 roku (Uchwała Emisyjna). Zarząd Spółki działając na podstawie upoważnienia wynikającego z Uchwały Emisyjnej przyjął Zasady Subskrypcji. Oferta była skierowana wyłącznie do inwestorów, którzy otrzymali zaproszenie do udziału od firmy inwestycyjnej, prowadzącej proces budowania księgi popytu na akcje.

Szczegółowe zasady subskrypcji w związku z emisją i ofertą akcji PGE S.A.: [Zasady subskrypcji](#)

ZAWARCIE UMOWY PLASOWANIA AKCJI ORAZ ROZPOCZĘCIE PROCESU BUDOWANIA KSIĘGI POPYTU

6 kwietnia 2022 roku nastąpiło zawarcie umowy plasowania akcji z Powszechną Kasą Oszczędności Bank Polski Spółka Akcyjna, Oddział – Biuro Maklerskie w Warszawie jako Globalnym Koordynatorem, Zarządzającym Księgą Popytu oraz Menadżerem Oferty. Jednocześnie rozpoczęto proces budowania księgi popytu (w trybie przyspieszonym) w drodze subskrypcji prywatnej 373 952 165 akcji zwykłych na okaziciela serii E, emitowanych przez Spółkę.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Zawarcie umowy plasowania akcji oraz rozpoczęcie procesu budowania księgi popytu](#)

USTALENIE CENY EMISYJNEJ AKCJI

7 kwietnia 2022 roku po zakończeniu procesu przyspieszonego budowania księgi popytu na akcje Zarząd Spółki ustalił cenę emisyjną na 8,55 PLN za jedną akcję. Cena była ustalona w oparciu o wyniki procesu budowania księgi popytu, a także z uwzględnieniem wszystkich okoliczności mających wpływ na ustalenie ceny emisyjnej, w tym przede wszystkim sytuacji makroekonomicznej i gospodarczej, koniunktury panującej na rynkach kapitałowych w czasie przeprowadzania oferty publicznej, bieżących wydarzeń i ich wpływu na perspektywy działalności Spółki, a także w oparciu o rekomendacje Menadżera Oferty.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Ustalenie ceny emisyjnej akcji](#)

ZAKOŃCZENIE SUBSKRYPCJI ORAZ PRYZDZIAŁ AKCJI

22 kwietnia 2022 roku Zarząd PGE S.A. podjął uchwałę o przydziale wszystkich akcji serii E inwestorom uczestniczącym w procesie subskrypcji. Skarb Państwa, będący akcjonariuszem większościowym PGE objął akcje o wartości emisyjnej wynoszącej ok. 2,5 mld PLN, otwarte fundusze emerytalne objęły akcje o wartości emisyjnej wynoszącej ok. 450 mln PLN, a pozostałym inwestorom przydzielono akcje o wartości emisyjnej wynoszącej ok. 250 mln PLN.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Zakończenie subskrypcji oraz przydział akcji](#)

Komunikat prasowy w tej sprawie:

[Zakończenie subskrypcji oraz przydział akcji](#)

REJESTRACJA PRAW DO AKCJI SERII E W KRAJOWYM DEPOZYCIE PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH (KDPW)

27 kwietnia 2022 roku KDPW wydał oświadczenie w sprawie zawarcia z PGE S.A. umowy o rejestrację w depozycie papierów wartościowych praw do akcji serii E.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Rejestracja praw do akcji](#)

DOPUSZCZENIE I WPROWADZENIE DO OBROTU GIEŁDOWEGO PRAW DO AKCJI SERII E

28 kwietnia 2022 roku zarząd Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. podjął uchwałę w sprawie dopuszczenia i wprowadzenia do obrotu giełdowego na rynku podstawowym GPW praw do akcji serii E.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Dopuszczenie i wprowadzenie do obrotu giełdowego praw do akcji serii E](#)

KOMUNIKAT KDPW W SPRAWIE REJESTRACJI PRAW DO AKCJI SERII E

29 kwietnia 2022 roku otrzymano komunikat, w którym KDPW poinformowało, że 2 maja 2022 roku nastąpi rejestracja praw do akcji serii E.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Komunikat KDPW](#)

ZAKOŃCZENIE SUBSKRYPCJI AKCJI SERII E

11 maja 2022 roku Zarząd PGE S.A. przekazał informację na temat zakończonej subskrypcji akcji serii E.

Raporty bieżące w tej sprawie:

[Zakończenie subskrypcji](#)

[Zakończenie subskrypcji cz.2](#)

REJESTRACJA PODWYŻSZENIA KAPITAŁU ZAKŁADOWEGO ORAZ ZMIANY STATUTU

19 maja 2022 roku Zarząd PGE S.A. powziął informację, iż 18 maja 2022 roku Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego zarejestrował zmiany Statutu Spółki, dokonane na podstawie uchwały nr 7 z 6 kwietnia 2022 roku Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki, zwołanego na 7 marca 2022 roku i wznowionego 6 kwietnia 2022 roku.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Rejestracja podwyższenia kapitału](#)

WARUNKOWA REJESTRACJA AKCJI SERII E W KDPW

Zarząd Spółki powziął informację o oświadczeniu nr 479/2022 KDPW z 31 maja 2022 roku w sprawie zawarcia ze Spółką umowy o rejestrację w depozycie papierów wartościowych 373 952 165 akcji serii E oraz nadaniu im kodu ISIN PLPGER000010, pod warunkiem wprowadzenia do obrotu na rynku regulowanym, na który zostały wprowadzone inne akcje Emitenta oznaczone ww. kodem ISIN.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Warunkowa rejestracja akcji](#)

UCHWAŁY GPW

1 czerwca 2022 roku Zarząd GPW podjął następujące uchwały:

- nr 503/2022 w sprawie wyznaczenia ostatniego dnia notowania na Głównym Rynku GPW praw do akcji zwykłych na okaziciela serii E, w której Zarząd GPW wyznaczył na 3 czerwca 2022 roku dzień ostatniego notowania 373 952 165 praw do akcji serii E, oznaczonych przez KDPW kodem PLPGER000085,
- nr 504/2022 w sprawie dopuszczenia i wprowadzenia do obrotu giełdowego na Głównym Rynku GPW 373 952 165 akcji zwykłych na okaziciela serii E Spółki. Zgodnie z uchwałą Zarząd Giełdy postanowił wprowadzić z dniem 6 czerwca 2022 roku do obrotu giełdowego na rynku podstawowym akcje serii E, pod warunkiem dokonania przez KDPW 6 czerwca 2022 roku rejestracji tych akcji i oznaczenia ich kodem PLPGER000010.

Przedmiotowe uchwały weszły w życie z dniem podjęcia.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Uchwały GPW](#)

REJESTRACJA ZMIANY ADRESU SIEDZIBY SPÓŁKI ORAZ ZMIANY STATUTU

1 lipca 2022 roku Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego zarejestrował zmiany Statutu Spółki, dokonane na podstawie uchwały nr 4 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z 6 kwietnia 2022 roku.

W wyniku rejestracji zmian, siedziba Spółki została zmieniona z Warszawy na Lublin, a nowy adres siedziby spółki jest następujący: Aleja Kraśnicka 27, 20-718 Lublin.

Zarząd Spółki podał również do wiadomości dokonane zmiany w treści Statutu Spółki.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Rejestracja zmiany adresu siedziby spółki oraz zmiany statutu](#)

ZŁOŻENIE WNIOSKÓW O POZWOLENIA LOKALIZACYJNE DLA MORSKICH FARM WIATROWYCH NA BAŁTYKU

9 lutego 2022 roku złożono do Ministerstwa Infrastruktury wnioski o nowe pozwolenie lokalizacyjne dla elektrowni morskiej na Morzu Bałtyckim. To ósmy taki wniosek złożony przez Grupę PGE. Ujęty w nim obszar (14.E.2) zlokalizowany jest na ławicy Odrzanej.

Obecnie Grupa PGE przygotowuje inwestycje na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy ok. 3,5 GW (w tym 2,5 GW w JO z Ørsted) w oparciu o trzy uzyskane w 2012 roku pozwolenia lokalizacyjne. Prace prowadzone na tych obszarach realizowane są zgodnie z harmonogramem. W najbliższych miesiącach spodziewane jest uzyskanie ważnych decyzji administracyjnych dotyczących m.in. pozwoleń środowiskowych dla infrastruktury lądowej związanej z wyprowadzeniem mocy, a w dalszej kolejności pozwoleń na budowę. W trakcie realizacji są przetargi dotyczące poszczególnych etapów inwestycji.

Celem strategicznym Grupy PGE w obszarze energetyki morskiej jest zbudowanie co najmniej 6,5 GW mocy do 2040 roku. Według założeń rządowych, ujętych w PEP2040, morskie farmy wiatrowe w polskiej strefie Morza Bałtyckiego w 2040 roku będą posiadały moc ok. 8-11 GW.

Na Morzu Bałtyckim obecnie dostępnych jest 11 akwenów, w ramach których PGE i inne podmioty ubiegają się o pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp.

Komunikaty prasowe PGE S.A. w tej sprawie:

[Wnioski o pozwolenie lokalizacyjne dla morskich farm wiatrowych](#)

[Wnioski o pozwolenie lokalizacyjne dla morskich farm wiatrowych cz. 2](#)

[Wnioski o pozwolenie lokalizacyjne dla morskich farm wiatrowych cz. 3](#)

REZERWA NA POTENCJALNE ROSZCZENIA OD KONTRAHENTÓW ENESTA SP. Z O.O.

W 2021 roku ENESTA sp. z o.o. wypowiedziała niekorzystne umowy na dostawę energii elektrycznej oraz gazu ziemnego. W związku z tym na 31 grudnia 2021 roku utworzona została rezerwa na roszczenia od kontrahentów w wysokości 279 mln PLN. W 2022 roku część kontrahentów skierowała roszczenia na drogę sądową. Po nieudanych próbach osiągnięcia porozumienia z kontrahentami, ENESTA złożyła wniosek o wszczęcie postępowania restrukturyzacyjnego. 21 czerwca 2022 roku otwarte zostało postępowanie restrukturyzacyjne (sanacyjne) – obwieszczenie w Krajowym Rejestrze Zadłużonych. Na 30 września 2022 roku ENESTA dokonała rekalkulacji rezerw i dodatkowo została utworzona rezerwa w wysokości 272 mln PLN. Ponadto należności od kontrahentów, którzy skierowali sprawy na drogę sądową zostały objęte odpisem w wysokości 315 mln PLN.

POTWIERDZENIE RATINGU PGE NA POZIOMIE BBB+ Z PERSPEKTYWĄ STABILNĄ PRZEZ AGENCJĘ FITCH

28 stycznia 2022 roku agencja Fitch potwierdziła rating PGE S.A. na poziomie BBB+ z perspektywą stabilną. Rating agencji Fitch odzwierciedla profil biznesowy Grupy PGE, która jest największą zintegrowaną polską grupą energetyczną opartą na biznesie dystrybucyjnym i wytwarzaniu energii, oraz jej umiarkowany poziom zadłużenia. Głównymi czynnikami pozytywnie wpływającymi na rating są Strategia Grupy PGE, zakładająca zmianę profilu Grupy w kierunku źródeł odnawialnych i niskoemisyjnych, stabilne przychody z biznesów regulowanych, takich jak dystrybucja energii elektrycznej i rynek mocy. Dodatkowo wydzielenie aktywów węglowych do NABE wg Fitch wspierałoby profil kredytowy Spółki. Jako potencjalne ryzyka wymieniane są z kolei poziom marży w segmencie sprzedaży oraz przejściowy wzrost zadłużenia związany z wysokim poziomem nakładów inwestycyjnych.

Ponadto, agencja Fitch pozytywnie oceniła planowaną przez PGE S.A. nową emisję akcji, z której pozyskane środki mają być przeznaczone na rozwój aktywów dystrybucyjnych, odnawialnych oraz niskoemisyjnych źródeł wytwórczych.

Komunikat prasowy PGE S.A. w tej sprawie:

[Potwierdzenie ratingu PGE na poziomie BBB+](#)

REKOMENDACJA NIETYPLACANIA DYWIDENDY ZA ROK 2021

22 marca 2022 roku Zarząd PGE S.A. podjął decyzję o rekomendacji niewypłacania dywidendy za rok 2021 dla akcjonariuszy PGE. Decyzja została podjęta zgodnie z polityką dywidendy i jest efektem analizy ogólnej wysokości zadłużenia Spółki oraz spodziewanych nakładów kapitałowych i potencjalnych akwizycji (zgodnie ze Strategią Grupy PGE do 2030 roku z perspektywą do 2050), w kontekście bieżącej niestabilności i niepewności rynkowej.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Rekomendacja niewypłacania dywidendy](#)

ZAŁOŻENIA DO AKTUALIZACJI POLITYKI ENERGETYCZNEJ POLSKI DO 2040 ROKU

29 marca 2022 roku Rada Ministrów przyjęła założenia do aktualizacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku – wzmocnienie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej, przedłożone przez Ministra Klimatu i Środowiska.

Rząd zaktualizował założenia Polityki energetycznej Polski do 2040 roku, aby zneutralizować lub ograniczyć ryzyka związane z potencjalnymi sytuacjami kryzysowymi w kraju oraz na arenie międzynarodowej. Wpisuje się to również w realizację głównego celu polityki energetycznej, tj. zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego, przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki i zmniejszeniu oddziaływania sektora energii na środowisko.

Aktualna sytuacja międzynarodowa wpływa na wiele aspektów związanych z polityką energetyczną i powoduje konieczność zmiany podejścia do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w kierunku większej dywersyfikacji i niezależności. Rewizja PEP2040 będzie mieć na celu dobranie odpowiedniej ścieżki w nowej sytuacji geopolitycznej i gospodarczej, mając na uwadze również ochronę odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen energii i pogłębianiem ubóstwa energetycznego.

Zaktualizowana PEP2040 musi uwzględniać również suwerenność energetyczną, której szczególnym elementem jest zapewnienie szybkiego uniezależnienia krajowej gospodarki od importowanych paliw kopalnych (węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny) oraz pochodnych (LPG, olej napędowy, benzyna, nafta) z Rosji oraz innych krajów objętych sankcjami gospodarczymi. Chodzi o dywersyfikację dostaw, inwestycje w moce produkcyjne, infrastrukturę liniową i magazynowanie oraz alternatywne paliwa.

W pozostałych filarach polityki energetycznej Polski – sprawiedliwa transformacja, budowa zeroemisyjnego systemu oraz poprawa jakości powietrza – działania ograniczające zapotrzebowanie na paliwa kopalne z Rosji i innych krajów objętych sankcjami gospodarczymi będą przyspieszane w celu zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski, a jednocześnie nastawione na budowanie innowacyjności gospodarki i jej wzmocnienie.

Najważniejsze zmiany w PEP2040:

- zwiększenie dywersyfikacji technologicznej i rozbudowa mocy opartych o źródła krajowe,
- dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii,
- poprawa efektywności energetycznej,
- dalsza dywersyfikacja dostaw i zapewnienie alternatyw dla węglowodorów,
- dostosowanie decyzji inwestycyjnych w gazowe moce wytwórcze do dostępności paliwa,
- wykorzystanie jednostek węglowych,
- wdrożenie energetyki jądrowej,
- rozwój sieci i magazynowania energii,
- negocjacje zmian regulacji UE.

[PODPISANIE UMOWY DOTYCZĄCEJ NABYCIA FARM WIATROWYCH O MOCY 84,2 MW](#)

1 kwietnia 2022 roku PGE Energia Odnawialna S.A. zawarła z Vanadium Holdco Limited warunkową umowę sprzedaży, w wyniku której nabyła 100% udziałów w spółce Collfield Investments sp. z o.o. (Collfield Investments), posiadającej 100% udziałów w spółkach celowych operujących trzema farmami wiatrowymi o łącznej mocy 84,2 MW. Warunkiem zawieszającym transakcji było uzyskanie zgody Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, która została powzięta 10 czerwca 2022 roku. 21 czerwca 2022 roku nastąpiło zamknięcie transakcji nabycia przez PGE EO S.A. 100% udziałów w spółce. Wartość transakcji wyniosła 939 mln PLN. Wartość transakcji obejmuje również gotówkę zgromadzoną na rachunkach Collfield Investments i jej spółek zależnych w kwocie 183 mln PLN.

Transakcja jest elementem realizacji Strategii Grupy PGE, która zakłada m.in. ponad 1 GW nowych mocy w lądowych farmach wiatrowych do 2030 roku, w tym poprzez akwizycje. Po finalizacji transakcji moc zainstalowana Grupy PGE w tej technologii wzrosła o 12% do ponad 770 MW. Akwizycja zapewni Grupie PGE utrzymanie pozycji największego krajowego wytwórcy energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Podpisanie umowy warunkowej](#)

[Spełnienie się warunku zawieszającego](#)

[Zamknięcie transakcji](#)

[PODPISANIE UMOWY NA REALIZACJĘ SYSTEMU BILLINGOWEGO I CRM DLA KLIENTÓW GRUPY PGE](#)

29 kwietnia 2022 roku PGE Systemy S.A., spółka z Grupy PGE, podpisała umowę z wyłonionym w przetargu wykonawcą A2 Customer Care z Grupy Atende S.A. - na wykonanie i wdrożenie systemu CRM Billing w Grupie.

Zamówienie obejmuje wdrożenie kompleksowego, centralnego rozwiązania informatycznego wspierającego kluczowe procesy biznesowe w Grupie Kapitałowej PGE realizowane przez spółki PGE Obrót S.A. i PGE Dystrybucja S.A., składającego się z dwóch systemów billingowych – odrębnych dla każdej ze spółek oraz systemu CRM dla PGE Obrót S.A. Nowe rozwiązanie ma zastąpić działające obecnie systemy billingowe oraz

systemy CRM do obsługi klientów Grupy PGE. Obecnie trwa odbiór fazy analitycznej. Zakończenie projektu przewidziane jest w I połowie 2025 roku.

Komunikat prasowy w tej sprawie:

[Podpisanie umowy na realizację systemu billingowego i CRM dla klientów Grupy PGE](#)

WYSTAWIENIE NOTY OBCIĄŻENIOWEJ PRZEZ ELEKTROWNIĘ TURÓW

26 maja 2022 roku w związku z niedotrzymaniem dyspozycyjności bloku nr 7 w Elektrowni Turów w pierwszym roku eksploatacji PGE GiEK S.A. wystawiła notę obciążeniową na 562 mln PLN konsorcjum firm Mitsubishi Power Europe GmbH, TECNICAS REUNIDAS S.A. oraz BUDIMEX S.A. Pismem z 9 czerwca 2022 roku konsorcjum odrzuciło przesłaną notę obciążeniową jako wystawioną bezpodstawnie i odmówiło zapłaty żądanej kwoty. Kwota noty została objęta odpisem aktualizującym w pełnej wysokości.

W lipcu 2022 roku konsorcjum wezwało do zapłaty, na które otrzymano odpowiedź odmowną. W październiku 2022 roku konsorcjum wystąpiło z wnioskiem o przeprowadzenie mediacji.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Wystawienie noty obciążeniowej](#)

REALIZACJA PRZEZ PGE PALIWA SP. Z O.O. DECYZJI PREZESA RADY MINISTRÓW W ZAKRESIE ZAKUPU WĘGLA DLA GOSPODARSTW DOMOWYCH

13 lipca oraz 8 sierpnia 2022 roku PGE Paliwa sp. z o.o. (spółka należąca do GK PGE) otrzymała decyzję Prezesa Rady Ministrów polecającą spółce zakup przynajmniej 3 mln ton węgla energetycznego o parametrach zbliżonych do parametrów jakościowych wykorzystywanych przez gospodarstwa domowe oraz jego sprowadzenie do kraju do końca kwietnia 2023 roku. Spółka jest w trakcie realizacji decyzji.

Realizacja ww. decyzji spowoduje przejściowe zwiększenie zapotrzebowania na gotówkę Grupy Kapitałowej PGE i potencjalny, okresowy wzrost zadłużenia w związku z rozliczaniem transakcji zakupu oraz odsprzedaży węgla. W obecnych uwarunkowaniach Spółka nie spodziewa się by realizowane działania miały znaczący wpływ na skonsolidowany wynik finansowy Grupy Kapitałowej PGE.

Spółka PGE Paliwa sp. z o.o. została również wskazana w rozporządzeniu Ministra Aktywów Państwowych z 2 listopada 2022 roku w sprawie wykazu podmiotów uprawnionych do prowadzenia sprzedaży gminom paliwa stałego, jako jeden z sześciu podmiotów wprowadzających do obrotu, uprawnionych do prowadzenia sprzedaży gminom paliwa stałego, z przeznaczeniem do sprzedaży w ramach zakupu preferencyjnego. Zgodnie z zapisami ustawy z 27 października 2022 roku o zakupie preferencyjnym paliwa stałego dla gospodarstw domowych cena sprzedaży paliwa stałego nie może być wyższa niż 1 500 PLN brutto. Jednocześnie podmiotowi wprowadzającemu do obrotu przysługuje rekompensata w wysokości stanowiącej iloczyn ilości paliwa stałego i różnicy między uzasadnionym średnim jednostkowym kosztem paliwa stałego w tym okresie a średnią ceną netto sprzedaży paliwa stałego w tym okresie, powiększoną o podatek od towarów i usług.

Spółka jest w trakcie realizacji sprzedaży.

SPRZEDAŻ WĘGLA BRUNATNEGO PRZEZ PGE GI EK S.A. DO ODBIORCÓW INDYWIDUALNYCH

PGE GiEK S.A. rozpoczął sprzedaż węgla brunatnego do odbiorców indywidualnych. Dzięki zmianie przepisów, węgiel brunatny z dwóch największych polskich kopalń w Bełchatowie i Turowie może być wykorzystywany na potrzeby grzewcze.

Uruchomienie punktów sprzedaży węgla brunatnego dla odbiorców indywidualnych, którzy zgodnie z deklaracją Centralnej Ewidencji Emisyjności Budynku (CEEB) wykorzystują węgiel na własne potrzeby grzewcze, jest możliwe dzięki zmianom dotychczasowych przepisów zakazujących sprzedaży węgla do użycia w gospodarstwach domowych lub instalacjach spalania o nominalnej mocy cieplnej mniejszej niż 1 MW. Przepisy obowiązują do 30 kwietnia 2023 roku.

Rozpoczęta sprzedaż węgla brunatnego dla odbiorców indywidualnych jest uzupełnieniem oferty PGE dla sektora komunalnego i bytowego i kolejnym ułatwieniem dla klientów w dostępie do węgla.

Każde gospodarstwo domowe, które zgłosiło w deklaracji CEEB węglowe źródło ogrzewania, będzie mogło skorzystać z możliwości zakupu węgla brunatnego w limicie od 2 do 6 ton tylko w jednej z dwóch kopalń PGE GiEK S.A., tj. Turowie lub Bełchatowie. Węgiel brunatny dla odbiorców indywidualnych będzie sprzedawany po wcześniejszym zamówieniu telefonicznym i ustaleniu daty odbioru.

Sprzedaż indywidualna będzie stanowiła niewielki odsetek całkowitego wydobycia i nie wpłynie na dalsze, stabilne dostawy węgla do Elektrowni Bełchatów i Turów. Tak jak dotychczas węgiel brunatny z obydwu kopalń będzie przede wszystkim służył do produkcji energii elektrycznej, pokrywającej dużą część krajowego zapotrzebowania.

ZAWARCIE WARUNKOWEJ UMOWY SPRZEDAŻY AKCJI POLSKIEJ GRUPY GÓRNICZEJ S.A. (PGG)

3 sierpnia 2022 roku zawarta została warunkowa umowa sprzedaży akcji PGG. Stronami sprzedającymi w umowie sprzedaży są: PGE GiEK S.A., ECARB sp. z o.o., PGNiG Termika S.A., ENEA S.A., Polski Fundusz Rozwoju S.A., Towarzystwo Finansowe Silesia sp. z o.o. oraz WĘGŁOKOKS S.A., a stroną kupującą jest Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej.

Zgodnie z umową sprzedaży, PGE GiEK S.A. dokona zbycia na rzecz Skarbu Państwa wszystkich posiadanych przez siebie akcji PGG, tj. 6 000 000 akcji zwykłych imiennych (stanowiących 15,32% kapitału zakładowego PGG), za cenę 1 PLN za wszystkie posiadane akcje. Wartość inwestycji w PGG została objęta całkowitym odpisem aktualizującym, w związku z czym transakcja sprzedaży nie będzie miała istotnego wpływu na przyszłe skonsolidowane sprawozdania finansowe GK PGE.

Przeniesienie prawa własności akcji PGG na Skarb Państwa mogło nastąpić pod warunkiem nieskorzystania przez Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa (KOWR) z przysługującego prawa pierwokupu.

7 października 2022 roku PGE GiEK S.A. poinformował Ministerstwo Aktywów Państwowych o spełnieniu się warunku zawieszającego realizację umowy sprzedaży akcji PGG, dotyczącego prawa pierwokupu akcji PGG. KOWR nie skorzystał z przysługującego uprawnienia.

26 października 2022 roku Zarząd PGG powiadomił PGE GiEK S.A. o przejściu na rzecz Skarbu Państwa akcji PGG w związku z wypełnieniem warunków umowy sprzedaży.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Podpisanie umowy warunkowej](#)

POSTĘPOWANIA KONTROLNE PROWADZONE PRZEZ UOKiK W PGE OBRÓT S.A.

WYSTĄPIENIE PREZESA UOKiK W TRYBIE ART. 49A USTAWY O OCHRONIE KONKURENCJI I KONSUMENTÓW (WYSTĄPIENIE BEZ WSZCZYNANIA POSTĘPOWANIA)

Przedmiotem postępowania było zgłoszenie przez UOKiK zastrzeżeń w zakresie niedostatecznej prezentacji informacji dotyczącej ofert na stronie internetowej – brak informacji o porównaniu opłat i cen za ofertę promocyjną w stosunku do cennika wynikającego z taryfy podstawowej dla konsumenta. Ponadto zwrócono się do PGE Obrót S.A. o ogólną informację na temat marki LUMI oraz zwrócono uwagę na konieczność prezentacji stosownego wyjaśnienia na stronie internetowej dot. cen w okresie obowiązywania tarczy antyinflacyjnej.

Zalecenia UOKiK zostały wykonane, nie ma zagrożenia wymierzenia kary spółce.

POSTĘPOWANIE WYJAŚNIAJĄCE UOKiK / POSTĘPOWANIE W SPRAWIE O UZNANIE POSTANOWIEŃ WZORCA ZA NIEDOZWOLONE

UOKiK wezwał PGE Obrót S.A. do złożenia wyjaśnień w zakresie treści regulaminów ofert, dotyczących zapisów w zakresie naliczania kar umownych oraz przedłożenia wskazanych regulaminów. Postanowieniem z 20 czerwca 2022 roku w wyniku postępowania wyjaśniającego, wszczęto postępowanie w sprawie o uznanie postanowień wzorca za niedozwolone.

W przypadku niekorzystnej decyzji w powyższej sprawie istnieje ryzyko nałożenia kary w wysokości maksymalnej do 10% rocznego obrotu spółki. Jednocześnie spółka podjęła współpracę z UOKiK celem polubownego zakończenia sprawy, na podstawie art. 23c ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów (dobrowolne zobowiązanie się przedsiębiorcy do podjęcia lub zaniechania określonych działań zmierzających do zakończenia naruszenia zakazu), bez wymierzenia kary.

We współpracy z UOKiK wypracowano treść zobowiązania spółki w zakresie wykonania komunikacji do konsumentów i zwrotu naliczonych i zapłaconych w okresie objętym postępowaniem kar umownych. W następstwie tego organ wyda decyzję korespondującą z treścią zobowiązania bez nałożenia kary administracyjnej.

TESTY NA UTRATĘ WARTOŚCI RZECZOWYCH AKTYWÓW TRWAŁYCH, WARTOŚCI NIEMATERIALNYCH, PRAWA DO UŻYTKOWANIA SKŁADNIKÓW AKTYWÓW ORAZ WARTOŚCI FIRMY

Rzeczowe aktywa trwałe stanowią najbardziej istotną pozycję aktywów Grupy Kapitałowej PGE. Z uwagi na zmienne otoczenie makroekonomiczne oraz regulacyjne, Grupa Kapitałowa PGE okresowo weryfikuje przesłanki mogące świadczyć o utracie wartości odzyskiwalnej swojego majątku. Grupa Kapitałowa PGE w ocenie sytuacji rynkowej posługuje się zarówno własnymi narzędziami analitycznymi, jak i wsparciem niezależnych ośrodków analitycznych. W poprzednich okresach sprawozdawczych Grupa Kapitałowa PGE dokonywała istotnych odpisów z tytułu utraty wartości aktywów trwałych segmentu Energetyka Konwencjonalna, segmentu Ciepłownictwo oraz segmentu Energetyka Odnawialna. Odpis utworzony w segmencie Energetyka Odnawialna został również w poprzednich okresach całkowicie odwrócony.

Grupa dokonała analizy przesłanek i zidentyfikowała czynniki, które w istotny sposób mogły przyczynić się do zmiany wartości posiadanych aktywów trwałych na 30 czerwca 2022 roku.

Wyniki testów na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych zostały omówione w nocie 3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA

RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Z uwagi na kryzysową sytuację na rynku energii, ustawodawca zdecydował o wprowadzeniu regulacji prawnych, które czasowo wprowadzają wyjątkowe rozwiązania w zakresie cen energii elektrycznej i taryfowania energii elektrycznej w roku 2023.

18 października 2022 roku weszła w życie ustawa z 7 października 2022 roku o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej (ustawa dla gospodarstw domowych) a 4 listopada 2022 roku weszła w życie ustawa z 27 października 2022 roku o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku (ustawa o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku).

Zgodnie z ustawą dla gospodarstw domowych w 2023 roku przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną jest zobowiązane stosować dla ww. odbiorców ceny równe cenom zawartym w taryfie obowiązującej na 1 stycznia 2022 roku dla poszczególnych grup taryfowych do określonych limitów zużycia:

- do 2,0 MWh rocznie – dla wszystkich gospodarstw domowych,
- do 2,6 MWh rocznie - dla gospodarstw domowych z osobami z niepełnosprawnościami,
- do 3,0 MWh rocznie - dla gospodarstw domowych z Kartą Dużej Rodziny oraz rolników.

Po przekroczeniu limitów zużycia dedykowanym odbiorcom w gospodarstwach domowych, zgodnie z ustawą o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku, do rozliczeń będzie stosowana cena maksymalna wynosząca 693 PLN/MWh (cena bez podatku VAT i akcyzy). Oznacza to, że ceny energii elektrycznej zostały ustalone w przepisach prawa i w związku z tym w 2023 roku taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE nie będą miały bezpośredniego wpływu na ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych.

Ponadto, zgodnie z ustawą o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku, maksymalna cena energii elektrycznej dla innych odbiorców uprawnionych została ustalona na poziomie 785 PLN/MWh (cena bez podatku VAT i akcyzy). Cena ta, co do zasady, będzie obowiązywać od 1 grudnia 2022 roku do 31 grudnia 2023 roku. Wskazany limit ceny maksymalnej dla odbiorców uprawnionych obowiązuje również dla umów sprzedaży energii elektrycznej, które zostały zawarte lub zmienione po 23 lutego 2022 roku i w przypadku których cenę maksymalną stosować się będzie również do rozliczeń za okres od dnia zawarcia lub zmiany tych umów do 30 listopada 2022 roku. Przedsiębiorstwa energetyczne zostały zobowiązane do sukcesywnego zwrotu, wynikającego ze stosowania cen maksymalnych do końca 2023 roku.

Przedsiębiorstwom energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, zgodnie z wdrożonymi regulacjami, będzie przysługiwała rekompensata z tytułu stosowania w rozliczeniach z odbiorcami w gospodarstwach domowych cen energii elektrycznej w takiej samej wysokości jak 1 stycznia 2022 roku. Rekompensatę będzie stanowił iloczyn energii elektrycznej zużytej w punkcie poboru energii, do maksymalnych limitów zużycia uprawniających odbiorców do stosowania wobec nich cen z 2022 roku i różnicy między ceną energii elektrycznej, wynikającą z taryfy dla energii elektrycznej zatwierdzonej przez Prezesa URE na 2023 rok a cenami energii elektrycznej zatwierdzonymi w taryfie na 2022 rok. Z kolei za stosowanie w rozliczeniach wobec odbiorców w gospodarstwach domowych ceny maksymalnej 693 PLN/MWh przedsiębiorstwom obrotu będzie przysługiwała rekompensata w kwocie stanowiącej iloczyn ilości energii elektrycznej zużytej w danym miesiącu i różnicy między ceną odniesienia a ceną maksymalną, dla każdego punktu poboru energii. Ceną odniesienia będzie cena energii elektrycznej, wynikająca z taryfy dla energii elektrycznej zatwierdzona przez Prezesa URE na 2023 rok. Rekompensaty będą przysługiwały również za stosowanie cen maksymalnych w rozliczeniach z innymi uprawnionymi podmiotami. W tym przypadku, co do zasady, cena referencyjna dla wypłaty rekompensat będzie obliczana na podstawie cen energii elektrycznej w kontraktach giełdowych oraz cen energii elektrycznej zakupionej na potrzeby sprzedaży odbiorcom uprawnionym, powiększonych o koszt umorzenia świadectw pochodzenia energii oraz marżę.

Aktualnie nie jest możliwe oszacowanie wysokości przyszłych rekompensat dla przedsiębiorstw obrotu, ponieważ ceny taryfowe na 2023 rok, które będą miały wpływ na kalkulację wysokości rekompensat, nie są jeszcze znane. Tym niemniej mechanizmy wprowadzone w ustawie dla gospodarstw domowych oraz ustawie o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku powinny co do zasady zrekompensować spółkom obrotu obniżkę cen.

Na sytuację finansową Grupy PGE począwszy od 1 grudnia 2022 roku do 31 grudnia w 2023 roku będą miały wpływ także przepisy ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku, które przewidują obowiązek przekazywania comiesięcznych odpisów na rachunek Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny (Fundusz) przez wytwórców energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwa energetyczne, wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną. Odpis na Fundusz będzie stanowił iloczyn wolumenu sprzedaży energii elektrycznej oraz dodatniej różnicy średniej ważonej wolumenem ceny rynkowej sprzedanej energii elektrycznej oraz średniej ważonej wolumenem limitu ceny sprzedanej energii elektrycznej, co zostało uregulowane w rozporządzeniu Rady Ministrów z 8 listopada 2022 roku w sprawie sposobu obliczania limitu ceny.

Dla poszczególnych źródeł wytwórczych określono inny sposób obliczania limitu ceny:

- w przypadku jednostek produkujących energię z węgla brunatnego i kamiennego limit ceny uwzględni m.in. jednostkowy koszt zużytego paliwa, koszt uprawnień do emisji CO₂, sprawność jednostek wytwórczych, marżę oraz określony poziom dodatku inwestycyjnego i pokrycia kosztów stałych w wysokości 50 PLN/MWh,
- dla jednostek produkujących energię z OZE limit ceny jest określany w odniesieniu do ceny referencyjnej, o której mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii, przy czym dla elektrowni wodnych limitem ceny będzie 40% tej ceny referencyjnej.

Natomiast dla przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną:

- dla energii sprzedawanej do odbiorców końcowych limit ceny stanowi iloczyn średniej ważonej wolumenem ceny zakupionej energii elektrycznej w danym dniu oraz marży określonej jako 1,035 lub 1,03 (powiększony o jednostkowy koszt umorzenia świadectw pochodzenia),
- dla energii sprzedawanej do odbiorców innych niż końcowi limit ceny stanowi iloczyn średniej ważonej wolumenem ceny zakupionej energii w danym dniu oraz marży określonej jako 1,015 lub 1,01.

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania analizy Grupy PGE w zakresie wpływu ww. regulacji na przyszłe wyniki Grupy nie są zakończone.

RYNEK CIEPŁA

Podstawą prawną dla ustalania planowanego przychodu ze sprzedaży ciepła na potrzeby kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła w odniesieniu do jednostek kogeneracji są przepisy Prawa energetycznego, wprowadzające tzw. uproszczoną metodę taryfowania oraz przepisy rozporządzenia Ministra Klimatu z 7 kwietnia 2020 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło.

Uproszczona metoda taryfowania ciepła opiera się o średnią cenę sprzedaży ciepła z jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji (tj. ciepłowni), z podziałem na stosowane paliwa, która przenoszona jest z blisko dwuletnim opóźnieniem i stanowi podstawę do ustalenia ceny referencyjnej dla jednostek kogeneracji.

Opóźnienie w przeniesieniu istotnych kosztów może skutkować brakiem możliwości bieżącego pokrycia kosztów wytwarzania ciepła w jednostkach kogeneracji.

Na sytuację na rynku ciepła wpływ mają przede wszystkim:

- ograniczenia jakie niesie za sobą taryfowanie metodą uproszczoną, które nie odzwierciedla bieżącej sytuacji np. na rynku paliw; dodatkowo pomimo zmian regulacyjnych z obszaru taryfowania mających miejsce w bieżącym roku, nadal nie ma możliwości wzrostu wskaźnika referencyjnego dla jednostek oddanych do użytku po 3 listopada 2010 roku,
- planowana nowelizacja rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło, która z jednej strony umożliwia jednostkom kogeneracji oddanym do użytku przed 3 listopada 2010 roku uwzględnienie w cenie referencyjnej wskaźnika referencyjnego ogłoszonego przez Prezesa URE 31 marca 2022 roku, jednakże z drugiej strony wprowadza możliwość korekty taryfy w dół,
- planowane rozporządzenia wydawane rokrocznie na podstawie ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, które w proponowanym przez właściwy organ kształcie nie odzwierciedlają rynkowych cen paliw i uprawnień do emisji CO₂, co bezpośrednio wpływa na wysokość wartości referencyjnej dla nowych, znacznie zmodernizowanych oraz istniejących jednostek kogeneracyjnych gazowych w 2023 roku,
- niestabilne otoczenie makroekonomiczne, ceny paliw i brak ich dostępności, ceny uprawnień do emisji CO₂.

Zapowiedzi właściwych organów powodują, że elektrociepłownie prowadzą aktualnie działalność gospodarczą w warunkach niepewności nie tylko rynkowej, ale także prawnoregulacyjnej.

DEPOZYTY ZABEZPIEZAJĄCE

Spółki z GK PGE w związku z zawieraniem transakcji terminowych na TGE, dla których towarem bazowym jest energia elektryczna oraz gaz, zobowiązane są do wnoszenia depozytów zabezpieczających, które stanowią podstawowy element systemu gwarantowania rozliczeń dla rynków terminowych. Depozyty wnoszone są przez podmioty otwierające pozycje w kontraktach terminowych a ich zadaniem jest zabezpieczenie ryzyka związanego z rozliczaniem transakcjami terminowymi.

Depozyty zabezpieczające składają się z depozytu wstępnego oraz depozytu uzupełniającego. Przy wyznaczeniu wymaganej wartości depozytu zabezpieczającego Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A. (IRGiT) uwzględnia możliwą kompensację pomiędzy depozytem wstępnym i uzupełniającym.

Depozyt uzupełniający odpowiada za bieżące wyrównanie wartości portfela do wartości rynkowych, może przyjmować wartości dodatnie (nadwyżka), jak i ujemne (wymóg wniesienia depozytu) i podlega codziennej aktualizacji. IRGiT akceptuje zabezpieczenia pieniężne, jak i niepieniężne - m.in. gwarancje bankowe, uprawnienia do emisji CO₂, prawa majątkowe, poręczenia i oświadczenia o poddaniu się egzekucji w formie aktu notarialnego zgodnie z art. 777 kc.

Spółki GK PGE korzystają z możliwości wzajemnej kompensacji w ramach Grupy Kapitałowej.

Pomimo znaczącego wzrostu wysokości depozytów zabezpieczających w ostatnim okresie nie zidentyfikowano zagrożenia.

W ostatnim okresie wysokość depozytów zabezpieczających znacząco wzrosła, jednak ich poziom był na bieżąco monitorowany i nie stanowił zagrożenia dla zdolności do obsługi zobowiązań spółek Grupy Kapitałowej PGE. GK PGE korzystała również z wielu dostępnych, zgodnie z regulaminem IRGiT, zabezpieczeń niepieniężnych w celu zmniejszenia do minimum zabezpieczeń w formie pieniężnej.

Od 1 września 2022 roku IRGiT wprowadziła zmiany rozliczeń dotyczące kolejności oraz zasad uznawania zabezpieczeń niepieniężnych. Zrewidowane zapisy wskazują, że oświadczenia o poddaniu się egzekucji, w tym również wniesione jako zabezpieczenie poręczenia uznawane są w pierwszej kolejności wniesionych zabezpieczeń niepieniężnych oraz pomniejszają wartość wymaganych depozytów zabezpieczających, od których liczona jest wartość uznania pozostałych zabezpieczeń niepieniężnych.

Grupa PGE zawiera również transakcje terminowe na platformie giełdowej Intercontinental Exchange (ICE), dla których instrumentem bazowym są uprawnienia do emisji CO₂. W celu zabezpieczenia otwartych pozycji w kontraktach terminowych wymagane jest wnoszenie depozytów zabezpieczających. Na depozyty zabezpieczające składa się depozyt wstępny (Initial Margin) oraz codzienne wyrównanie ceny do rynkowej ceny rozliczeniowej (Variation Margin). Dla pozycji długiej spadek cen rozliczeniowych z dnia bieżącego w stosunku do cen rozliczeniowych z dnia poprzedniego oznacza konieczność wniesienia depozytów Variation Margin, natomiast wzrost cen w stosunku do dnia poprzedniego oznacza otrzymanie Variation Margin.

GK PGE na bieżąco dokonuje rozliczeń związanych z obrotem CO₂.

[PODPISANIE PRZEZ PGE S.A. UMOWY ZBYCIA UDZIAŁÓW W SPÓŁKACH ZALEŻNYCH](#)

23 września 2022 roku PGE S.A. podpisała z PGE GiEK S.A. umowy zbycia udziałów w spółkach: BESTGUM POLSKA, BETRANS, ELMEN, ELTUR-SERWIS, MegaSerwis oraz RAMB. Tym samym spółka PGE GiEK S.A. nabyła prawo własności 100% udziałów we wskazanych spółkach.

Spółki świadczą usługi na rzecz kopalń i elektrowni z Grupy PGE. Po wydzieleniu aktywów węglowych będą realizować zadania na rzecz NABE.

[PODPISANIE PRZEZ PGE S.A. UMOWY Z PGNiG NA DOSTAWY GAZU](#)

30 września 2022 roku PGE Energia Ciepła S.A., PGE Toruń S.A., KOGENERACJA S.A. oraz PGE Gryfino 2050 sp. z o.o. zawarły umowę ramową oraz kontrakty indywidualne z PGNiG dotyczące dostaw gazu do 10 jednostek wytwórczych Grupy PGE.

Szacowana wartość podpisanych kontraktów indywidualnych, obejmujących okres dostaw od 1 października 2022 roku do 31 grudnia 2025 roku wynosi ok. 23 mld PLN. Podstawą kalkulacji formuły cenowej są rynkowe wartości indeksów cen gazu.

Umowa na dostawy gazu przyczyni się do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski na kolejne lata i jest gwarancją stabilnych dostaw energii i ciepła dla klientów. Zakontraktowane paliwo zasili zarówno elektrociepłownie, w których, zgodnie ze strategią, prowadzony jest proces dekarbonizacji, jak i powstające nowe bloki gazowo – parowe.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Podpisanie umowy z PGNiG na dostawy gazu](#)

[ZAWARCIE LISTU INTENCYJNEGO DOTYCZĄCEGO PROJEKTU BUDOWY ELEKTROWNI JĄDROWEJ](#)

31 października 2022 roku PGE S.A. podpisała z Korea Hydro & Nuclear Power Co. Ltd. oraz z ZE PAK S.A. list intencyjny, którego celem jest rozpoczęcie współpracy w ramach strategicznego polsko – koreańskiego projektu budowy elektrowni jądrowej w Pątnowie. Strony zdecydowały się podjąć współpracę, mającą na celu opracowanie planu rozwoju elektrowni jądrowej w oparciu o koreańską technologię APR1400, w tym w szczególności wykonanie analizy danych dotyczących warunków geotechnicznych, sejsmicznych i środowiskowych, opracowanie szacunkowego budżetu dla prac przygotowawczych, etapu budowy oraz etapu produkcji wraz z proponowanym modelem finansowania projektu oraz opracowanie oczekiwanego

harmonogramu wraz ze zdefiniowaniem dat dla kluczowych kamieni milowych. Strony zamierzają przygotować plan rozwoju do końca 2022 roku.

Obszar w Pątnowie jest określony w PEP2040 oraz w Programie polskiej energetyki jądrowej jako jedna z czterech możliwych lokalizacji elektrowni jądrowej w Polsce.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Zawarcie listu intencyjnego dotyczącego współpracy w ramach projektu budowy elektrowni jądrowej](#)

4. Pozostałe elementy Sprawozdania

4.1. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

W okresie od 1 stycznia 2022 roku do dnia publikacji niniejszego sprawozdania w organizacji Grupy Kapitałowej PGE nastąpiły istotne zmiany wymienione w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz opisane poniżej.

TWORZENIE SPÓŁEK

| Segment działalności | Podmiot | Data zawiązania/ rejestracji w KRS | Komentarz |
|----------------------------------|--------------------------|--|--|
| Pozostała Działalność | PGE Inwest 20 sp. z o.o. | 2 marca 2022 roku | 4 października 2021 roku PGE S.A. zawiązała 6 jednoosobowych spółek kapitałowych z siedzibami w Warszawie w formie spółek z ograniczoną odpowiedzialnością o następujących nazwach: PGE Inwest 20 sp. z o.o., PGE Inwest 21 sp. z o.o., PGE Inwest 22 sp. z o.o., PGE Inwest 23 sp. z o.o., PGE Inwest 24 sp. z o.o. i PGE Inwest 25 sp. z o.o. Kapitały zakładowe spółek wynoszą po 25 000 PLN. |
| | PGE Inwest 21 sp. z o.o. | 2 marca 2022 roku | |
| | PGE Inwest 22 sp. z o.o. | 2 marca 2022 roku | |
| | PGE Inwest 23 sp. z o.o. | 24 marca 2022 roku | |
| | PGE Inwest 24 sp. z o.o. | 16 marca 2022 roku | |
| | PGE Inwest 25 sp. z o.o. | 3 marca 2022 roku | |

NABYCIE, OBJĘCIE LUB ZBYCIE AKCJI/UDZIAŁÓW PRZEZ SPÓŁKI

| Segment działalności | Akcje/udziały Podmiotu | Data transakcji/rejestracji w KRS | Komentarz |
|------------------------------|--|--|---|
| Energetyka Odnawialna | Elektrownia Wiatrowa Baltica-4 sp. z o.o. (EWB 4), Elektrownia Wiatrowa Baltica-5 sp. z o.o. (EWB 5) i Elektrownia Wiatrowa Baltica-6 sp. z o.o. (EWB 6) – sprzedaż przez PGE S.A. po 33,8% udziałów w EWB 4, EWB 5 i EWB 6 (warunkowa umowa sprzedaży udziałów) | 18 listopada 2021 roku 1 sierpnia 2022 roku nastąpiło przeniesienie prawa własności udziałów EWB 4, EWB 5 i EWB 6 na rzecz ENEA S.A. | 18 listopada 2021 roku pomiędzy PGE S.A. jako sprzedającym oraz ENEA S.A. jako kupującym zawarta została warunkowa umowa sprzedaży części posiadanych przez PGE S.A. udziałów w spółkach EWB 4, EWB 5 i EWB 6, tj. 95 udziałów w EWB 4, 95 udziałów w EWB 5 i 422 udziały w EWB 6, o łącznej wartości nominalnej 95 000 PLN w przypadku EWB 4, 95 000 PLN w przypadku EWB 5 i 422 000 PLN w przypadku EWB 6, stanowiących po 33,8% udziału w kapitałach zakładowych EWB 4, EWB 5 i EWB 6. Wejście w życie warunkowej umowy sprzedaży udziałów oraz przeniesienie własności udziałów na ENEA S.A. uzależnione było od spełnienia warunków zawieszających. |
| Energetyka Odnawialna | PGE Baltica 4 sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (PGE Baltica 4) – sprzedaż przez PGE S.A. 44,96% udziałów w PGE Baltica 4 (warunkowa umowa sprzedaży udziałów) | 18 listopada 2021 roku 27 września 2022 roku nastąpiło przeniesienie prawa własności udziałów PGE Baltica 4 na rzecz TAURON Polska Energia S.A. | 18 listopada 2021 roku pomiędzy PGE S.A. jako sprzedającym oraz TAURON Polska Energia S.A. jako kupującym zawarta została warunkowa umowa sprzedaży części posiadanych przez PGE S.A. udziałów w spółce PGE Baltica 4, tj. 526 udziałów w tej spółce, o łącznej wartości nominalnej 526 000 PLN, stanowiących 44,96% udziału w kapitale zakładowym. Wejście w życie warunkowej umowy sprzedaży udziałów oraz przeniesienie własności udziałów na TAURON Polska Energia S.A. uzależnione było od spełnienia warunków zawieszających. |
| Pozostała Działalność | Elbest sp. z o.o. z siedzibą w Bełchatowie (Elbest sp. z o.o.) – sprzedaż przez PGE S.A. 100% udziałów w Elbest sp. z o.o. (warunkowa umowa sprzedaży udziałów) | 15 grudnia 2021 roku 4 marca 2022 roku nastąpiło przeniesienie prawa własności udziałów na rzecz PHH. | 15 grudnia 2021 roku pomiędzy PGE S.A. jako sprzedającym oraz spółką Polski Holding Hotelowy sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie jako kupującym zawarta została warunkowa umowa sprzedaży wszystkich posiadanych przez PGE S.A. udziałów w Elbest sp. z o.o., tj. 116 812 udziałów w tej spółce, o łącznej wartości nominalnej 116 812 000 PLN, stanowiących 100% udziału w kapitale zakładowym. Wejście w życie warunkowej umowy sprzedaży udziałów oraz przeniesienie własności udziałów na PHH uzależnione było od spełnienia warunków zawieszających. Po spełnieniu warunków zawieszających, 4 marca 2022 roku doszło do przeniesienia na rzecz spółki PHH prawa własności ww. udziałów w Elbest sp. z o.o. |
| Pozostała Działalność | 4Mobility S.A. z siedzibą w Warszawie (4Mobility) – podwyższenie kapitału zakładowego 4Mobility i objęcie wszystkich nowych akcji przez innego akcjonariusza, tj. przez spółkę EFF B.V. (Holandia) | 14 stycznia 2022 roku 15 lipca 2022 roku nastąpiła rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS | 14 stycznia 2022 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie 4Mobility podjęło uchwały w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego z kwoty 364 316 PLN do kwoty 494 316 PLN, tj. o kwotę 130 000 PLN w drodze emisji 1 300 000 nowych akcji zwykłych serii H o wartości nominalnej 0,10 PLN każda akcja. Wszystkie nowe akcje zostały zaferowane w drodze subskrypcji prywatnej wyłącznie spółce EFF B.V. z siedzibą w Maastricht (Holandia) – obecnemu akcjonariuszowi 4Mobility. W wyniku podwyższenia kapitału zakładowego, udział kapitałowy PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji w 4Mobility obniżył się z 51,47% do 37,93%, co oznacza że PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji utraciła status spółki dominującej wobec 4Mobility. |

| Segment działalności | Akcje/udziały Podmiotu | Data transakcji/rejestracji w KRS | Komentarz |
|------------------------------|--|--|---|
| | | 18 lipca 2022 roku nastąpiła zmiana w rejestrze akcjonariuszy 4Mobility | |
| Energetyka Odnawialna | Mithra A sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu, Mithra B sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu, Mithra L sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu, Mithra V sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (spółki Mithra) - nabycie przez PGE Energia Odnawialna S.A. 100% udziałów w kapitałach zakładowych spółek Mithra (umowy sprzedaży udziałów) | 4 lutego 2022 roku | 4 lutego 2022 roku pomiędzy PGE Energia Odnawialna S.A. jako kupującym oraz osobą fizyczną (jedynym wspólnikiem spółek Mithra) jako sprzedającym zawarte zostały odpowiednio 4 umowy sprzedaży udziałów w spółkach Mithra, tj. po 100 udziałów w spółkach Mithra, o łącznej wartości nominalnej 400 000 PLN w przypadku Mithra A sp. z o.o., 328 000 PLN w przypadku Mithra B sp. z o.o., 200 000 PLN w przypadku Mithra L sp. z o.o. i 5 000 PLN w przypadku Mithra V sp. z o.o., stanowiących 100% udziałów w kapitałach zakładowych spółek Mithra (udziały). Przeniesienie prawa własności udziałów na rzecz PGE Energia Odnawialna S.A. nastąpiło 4 lutego 2022 roku. |
| Pozostała Działalność | Towarzystwo Funduszy Inwestycyjnych Energia S.A. z siedzibą w Warszawie (TFI Energia) – sprzedaż przez PGE S.A. 100% akcji w TFI Energia (przedwstępna umowa sprzedaży akcji) | 17 marca 2022 roku 15 lipca 2022 roku doszło do przeniesienia prawa własności akcji na rzecz PZU | 17 marca 2022 roku pomiędzy PGE S.A. jako sprzedającym oraz Powszechnym Zakładem Ubezpieczeń S.A. (PZU) jako kupującym zawarta została przedwstępna umowa sprzedaży 100% akcji TFI Energia posiadanych przez PGE S.A. Finalizacja transakcji sprzedaży akcji wymagała uzyskania zgód: Komisji Nadzoru Finansowego oraz Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. |
| Energetyka Odnawialna | Collfield Investments sp. z o.o. z siedzibą w Krakowie – nabycie przez PGE Energia Odnawialna S.A. 100% udziałów w Collfield Investments posiadającej 100% udziałów w 3 spółkach celowych | 1 kwietnia 2022 roku 21 czerwca 2022 roku doszło do przeniesienia prawa własności udziałów na rzecz PGE Energia Odnawialna S.A. | 1 kwietnia 2022 roku pomiędzy spółką PGE Energia Odnawialna S.A. jako kupującym oraz spółką Vanadium Holdco Limited (należącą do Funduszu Green Investment Group) jako sprzedającym, który z kolei jest częścią globalnego funduszu Macquarie z siedzibą w Australii, zawarta została warunkowa umowa sprzedaży udziałów, w wyniku której PGE Energia Odnawialna S.A. nabyła 100% udziałów w spółce Collfield Investments, posiadającej 100% udziałów w 3 spółkach celowych operujących trzema farmami wiatrowymi o łącznej mocy 84,2 MW, tj. w spółkach Future Energy sp. z o.o., Elwiatr Pruszyński sp. z o.o. oraz Radzyn Clean Energy Poland sp. z o.o. Warunkiem zawieszającym dla tej transakcji było uzyskanie zgody Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. |
| Pozostała Działalność | Przedsiębiorstwo Usługowo - Handlowe „Torec” sp. z o.o. z siedzibą | 4 kwietnia 2022 roku | 4 kwietnia 2022 roku doszło do zawarcia warunkowej umowy sprzedaży wszystkich posiadanych przez PGE Toruń S.A. (PGE Energia Ciepła S.A. posiada 100% akcji tej spółki) udziałów w PUH Torec. Warunki przeniesienia prawa własności udziałów określone w ww. umowie, tj. przekazanie |

| Segment działalności | Akcje/udziały Podmiotu | Data transakcji/rejestracji w KRS | Komentarz |
|----------------------------------|---|--|---|
| | w Toruniu (PUH Torec) – sprzedaż przez PGE Toruń S.A. 100% udziałów w PUH Torec (warunkowa umowa sprzedaży udziałów) | | ceny sprzedaży sprzedającemu oraz podjęcie uchwały o umorzeniu udziałów przez Zgromadzenie Wspólników PUH Torec, zostały spełnione, w związku z tym od 21 kwietnia 2022 roku PUH Torec nie wchodzi w skład Grupy Kapitałowej PGE S.A. |
| - | Polska Grupa Górnicza S.A. z siedzibą w Katowicach – sprzedaż przez PGE GiEK S.A. wszystkich posiadanych akcji w PGG (warunkowa umowa sprzedaży udziałów) | 3 sierpnia 2022 roku 25 października 2022 roku dokonano zmiany w rejestrze akcjonariuszy PGG | 3 sierpnia 2022 roku doszło do zawarcia pomiędzy wszystkimi akcjonariuszami PGG, w tym przez PGE GiEK S.A., a Skarbem Państwa warunkowej umowy sprzedaży na rzecz Skarbu Państwa wszystkich akcji w PGG, stanowiących 100% udziału w kapitale zakładowym PGG. W wyniku zawartej warunkowej umowy sprzedaży akcji, PGE GiEK S.A. sprzedała akcje stanowiące łącznie 15,32% udziału w kapitale zakładowym PGG. Warunkiem przeniesienia prawa własności akcji na rzecz Skarbu Państwa, określonym w ww. umowie sprzedaży, było niewykonanie przez Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa prawa pierwokupu akcji PGG, przysługującego na podstawie art. 3a ust. 1 ustawy z dnia 11 kwietnia 2003 roku o kształtowaniu ustroju rolnego, w terminie określonym w art. 3a ust. 4 tej ustawy – warunek ten został spełniony. |
| Energetyka Konwencjonalna | BESTGUM POLSKA sp. z o.o. z siedzibą w Rogowcu (BESTGUM POLSKA), BETRANS sp. z o.o. z siedzibą w Kalisku (BETRANS), ELMEN sp. z o.o. z siedzibą w Rogowcu (ELMEN), ELTUR-SERWIS sp. z o.o. z siedzibą w Bogatyni (ELTUR-SERWIS), MegaSerwis sp. z o.o. z siedzibą w Bogatyni (MegaSerwis), RAMB sp. z o.o. z siedzibą w Piaskach (RAMB) (łącznie razem spółki) – sprzedaż przez PGE S.A. 100% udziałów w kapitałach zakładowych spółek (umowy sprzedaży udziałów) – transakcja wewnątrzgrupowa | 23 września 2022 roku | 23 września 2022 roku pomiędzy PGE S.A. (jedeny wspólnik spółek) jako sprzedającym oraz PGE GiEK S.A. jako kupującym zawartych zostało odpowiednio 6 umów sprzedaży udziałów w spółkach, stanowiących 100% udziałów w kapitałach zakładowych spółek (udziały), tj.: 1) 16 784 udziały w BESTGUM POLSKA, o wartości nominalnej 16 784 000 PLN, 2) 32 157 udziałów w BETRANS, o wartości nominalnej 16 078 500 PLN, 3) 4 440 udziałów w ELMEN, o wartości nominalnej 999 000 PLN, 4) 69 749 udziałów w ELTUR-SERWIS, o wartości nominalnej 34 874 500 PLN, 5) 2 100 udziałów w MegaSerwis, o wartości nominalnej 2 100 000 PLN, 6) 38 926 udziałów w RAMB, o wartości nominalnej 38 926 000 PLN. Przeniesienie prawa własności udziałów spółek na rzecz PGE GiEK S.A. nastąpiło 23 września 2022 roku. |

| Segment działalności | Akcje/udziały Podmiotu | Data transakcji/rejestracji w KRS | Komentarz |
|----------------------------------|---|-----------------------------------|--|
| Energetyka Konwencjonalna | Energoserwis Kleszczów sp. z o.o. z siedzibą w Rogowcu (Energoserwis Kleszczów) – sprzedaż przez PGE GiEK S.A. wszystkich posiadanych udziałów w Energoserwis Kleszczów na rzecz PGE S.A. (umowa sprzedaży udziałów) – transakcja wewnątrzgrupowa | 25 października 2022 roku | 25 października 2022 roku pomiędzy PGE GiEK S.A. jako sprzedającym oraz PGE S.A. jako kupującym zawarta została umowa sprzedaży wszystkich posiadanych przez PGE GiEK S.A. udziałów w Energoserwis Kleszczów, tj. 2 040 udziałów w tej spółce, o łącznej wartości nominalnej 204 000 PLN, stanowiących 51% udziału w kapitale zakładowym. 25 października 2022 roku doszło do przeniesienia na rzecz PGE S.A. prawa własności ww. udziałów w Energoserwis Kleszczów. |

PODWYŻSZENIE KAPITAŁÓW ZAKŁADOWYCH SPÓŁEK ZALEŻNYCH

| Segment działalności | Podmiot | Data rejestracji w KRS | Komentarz |
|------------------------------|--|------------------------|---|
| Energetyka Odnawialna | PGE Baltica 1 sp. z o.o. (obecnie firma spółki brzmi: Elektrownia Wiatrowa Baltica-8 sp. z o.o.) | 12 stycznia 2022 roku | 4 listopada 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Baltica 1 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 20 000 PLN do kwoty 986 000 PLN, tj. o kwotę 966 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 966 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym. |
| Energetyka Odnawialna | PGE Baltica 2 sp. z o.o. | 24 maja 2022 roku | 20 grudnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Baltica 2 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 606 216 000 PLN do kwoty 610 358 000 PLN, tj. o kwotę 4 142 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 4 142 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym. |
| Energetyka Odnawialna | PGE Baltica 3 sp. z o.o. | 2 czerwca 2022 roku | 20 grudnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Baltica 3 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 774 491 000 PLN do kwoty 782 304 000 PLN, tj. o kwotę 7 813 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 7 813 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym. |
| Energetyka Odnawialna | PGE Baltica 5 sp. z o.o. | 2 czerwca 2022 roku | 20 grudnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Baltica 5 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 46 768 000 PLN do kwoty 53 853 000 PLN, tj. o kwotę 7 085 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 7 085 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki |

| | | | |
|----------------------------------|--|--------------------------|---|
| | | | zostało objęte i opłacone przez PGE Baltica 3 sp. z o.o. wkładem pieniężnym. PGE Baltica 3 sp. z o.o. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym. |
| Energetyka Odnawialna | PGE Baltica 6 sp. z o.o. | 12 maja 2022 roku | 20 grudnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Baltica 6 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 36 516 000 PLN do kwoty 39 933 000 PLN, tj. o kwotę 3 417 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 3 417 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez PGE Baltica 2 sp. z o.o. wkładem pieniężnym. PGE Baltica 2 sp. z o.o. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym. |
| Energetyka Odnawialna | PGE Soleo 1 sp. z o.o. (obecnie firma spółki brzmi: PGE Soleo Kleszczów sp. z o.o.) | 12 maja 2022 roku | <p>21 grudnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Soleo 1 sp. z o.o. podjęło uchwały w sprawie zmiany Aktu Założycielskiego (zmiana firmy spółki na PGE Soleo Kleszczów sp. z o.o. i jej siedziby na Kleszczów) oraz w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 100 000 PLN do kwoty 4 200 000 PLN, tj. o kwotę 4 100 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 4 100 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte w następujący sposób:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ PGE Energia Odnawialna S.A. objęła 2 000 nowoutworzonych udziałów o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział, o łącznej wartości nominalnej 2 000 000 PLN i pokryła je w całości wkładem pieniężnym w wysokości 2 000 000 PLN, ▪ Gmina Kleszczów objęła 2 100 nowoutworzonych udziałów o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział, o łącznej wartości nominalnej 2 100 000 PLN i pokryła je w całości wkładem pieniężnym w wysokości 2 100 000 PLN. <p>W wyniku ww. objęcia udziałów spółki i podwyższenia kapitału zakładowego spółki, PGE Energia Odnawialna S.A. i Gmina Kleszczów posiadają udziały w spółce po 50% udziału w kapitale zakładowym, a spółka posiada obecnie status spółki współzależnej. Aktualnie firma spółki brzmi: PGE Soleo Kleszczów sp. z o.o., a jej siedzibą jest Kleszczów (gm. Kleszczów, woj. łódzkie).</p> |
| Energetyka Odnawialna | Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o. | 20 kwietnia 2022 roku | <p>23 grudnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 199 895 000 PLN do kwoty 199 905 000 PLN, tj. o kwotę 10 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 20 udziałów spółki o wartości nominalnej 500 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez aktualnych wspólników spółki w następujący sposób:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ PGE Baltica 6 sp. z o.o. objęła 10 udziałów i pokryła je wkładem pieniężnym w kwocie 5 000 PLN, tj. według wartości nominalnej tych udziałów, ▪ Ørsted Baltica 2 Holding sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie objęła 10 udziałów i pokryła je wkładem pieniężnym w kwocie 69 572 451,01 PLN, przy czym nadwyżka wartości wniesionego wkładu ponad wartość nominalną obejmowanych udziałów w kwocie 69 567 451,01 PLN została przelana na kapitał zapasowy spółki (agio), zgodnie z art. 154 § 3 Kodeksu spółek handlowych. <p>PGE Baltica 6 sp. z o.o. i Ørsted Baltica 2 Holding sp. z o.o. posiadają po 50% udziałów w kapitale zakładowym Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o.</p> |
| Energetyka Odnawialna | Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o. | 27 maja 2022 roku | 23 grudnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 254 844 000 PLN do kwoty 254 854 000 PLN, tj. o kwotę 10 000 PLN, poprzez utworzenie nowych |

| | | | |
|------------------------------|---|---------------------------|---|
| | | | <p>20 udziałów spółki o wartości nominalnej 500 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez aktualnych wspólników spółki w następujący sposób:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ PGE Baltica 5 sp. z o.o. objęła 10 udziałów i pokryła je wkładem pieniężnym w kwocie 5 000 PLN, tj. według wartości nominalnej tych udziałów, ▪ Ørsted Baltica 3 Holding sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie objęła 10 udziałów i pokryła je wkładem pieniężnym w kwocie 71 454 737,75 PLN, przy czym nadwyżka wartości wniesionego wkładu ponad wartość nominalną obejmowanych udziałów w kwocie 71 449 737,75 PLN została przelana na kapitał zapasowy spółki (agio), zgodnie z art. 154 § 3 Kodeksu spółek handlowych. <p>PGE Baltica 5 sp. z o.o. i Ørsted Baltica 3 Holding sp. z o.o. posiadają po 50% udziałów w kapitale zakładowym Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o.</p> |
| Pozostała Działalność | PGE Inwest 14 sp. z o.o. | 13 kwietnia 2022 roku | <p>8 lutego 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 4 434 000 PLN do kwoty 7 434 000 PLN, tj. o kwotę 3 000 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.</p> |
| Pozostała Działalność | PGE Inwest 12 sp. z o.o. | 6 czerwca 2022 roku | <p>6 kwietnia 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 50 000 PLN do kwoty 3 550 000 PLN, tj. o kwotę 3 500 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.</p> |
| Energetyka Odnawialna | Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o. | 4 listopada 2022 roku | <p>30 czerwca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 199 905 000 PLN do kwoty 199 915 000 PLN, tj. o kwotę 10 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 20 udziałów spółki o wartości nominalnej 500 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez aktualnych wspólników spółki w następujący sposób:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ PGE Baltica 6 sp. z o.o. objęła 10 udziałów i pokryła je wkładem pieniężnym w kwocie 5 000 PLN, tj. według wartości nominalnej tych udziałów, ▪ Ørsted Baltica 2 Holding sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie objęła 10 udziałów i pokryła je wkładem pieniężnym w kwocie 30 425 917,09 DKK oraz 20 281 653,04 PLN, przy czym nadwyżka wartości wniesionego wkładu ponad wartość nominalną obejmowanych udziałów w kwocie 38 716 602,79 PLN została przelana na kapitał zapasowy spółki (agio), zgodnie z art. 154 § 3 Kodeksu spółek handlowych. <p>PGE Baltica 6 sp. z o.o. i Ørsted Baltica 2 Holding sp. z o.o. posiadają po 50% udziałów w kapitale zakładowym Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o.</p> |
| Energetyka Odnawialna | Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o. | 19 października 2022 roku | <p>30 czerwca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 254 854 000 PLN do kwoty 254 864 000 PLN, tj. o kwotę 10 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 20 udziałów spółki o wartości nominalnej 500 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez aktualnych wspólników spółki w następujący sposób:</p> |

| | | | |
|----------------------------------|---|-----------------------|--|
| | | | <ul style="list-style-type: none"> ▪ PGE Baltica 5 sp. z o.o. objęła 10 udziałów i pokryła je wkładem pieniężnym w kwocie 5 000 PLN, tj. według wartości nominalnej tych udziałów, ▪ Ørsted Baltica 3 Holding sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie objęła 10 udziałów i pokryła je wkładem pieniężnym w kwocie 26 482 822,99 DKK oraz 9 620 352,12 PLN, przy czym nadwyżka wartości wniesionego wkładu ponad wartość nominalną obejmowanych udziałów w kwocie 25 665 547,87 PLN została przelana na kapitał zapasowy spółki (agio), zgodnie z art. 154 § 3 Kodeksu spółek handlowych. <p>PGE Baltica 5 sp. z o.o. i Ørsted Baltica 3 Holding sp. z o.o. posiadają po 50% udziałów w kapitale zakładowym Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o.</p> |
| Energetyka Odnawialna | Elektrownia Wiatrowa Baltica-1 sp. z o.o. | 19 września 2022 roku | 14 lipca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownia Wiatrowa Baltica-1 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 32 545 000 PLN do kwoty 99 545 000 PLN, tj. o kwotę 67 000 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 134 000 udziałów spółki o wartości nominalnej 500 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym. |
| Pozostała Działalność | PGE Inwest 12 sp. z o.o. | 21 września 2022 roku | 1 sierpnia 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 3 550 000 PLN do kwoty 6 196 000 PLN, tj. o kwotę 2 646 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym. |

DOPLATY DO UDZIAŁÓW SPÓŁEK

| Segment działalności | Spółka | Data transakcji | Komentarz |
|----------------------------------|--------------------------|---|---|
| Pozostała Działalność | PGE Inwest 12 sp. z o.o. | 21 – 30 marca 2022 roku | 21 marca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie zobowiązania jedynego wspólnika spółki, tj. PGE S.A., do wniesienia dopłaty do posiadanych udziałów, w rozumieniu art. 177 Kodeksu spółek handlowych, w łącznej wysokości 30 000 PLN, tj. w wysokości po 600 PLN do każdego posiadanego przez PGE S.A. udziału w spółce, w terminie do 30 kwietnia 2022 roku. Zgodnie z powyższą uchwałą Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników, dopłata została wniesiona przez PGE S.A. 30 marca 2022 roku. |
| Energetyka Odnawialna | PGE Klaster sp. z o.o. | 23 marca 2022 roku (zwrot dopłat do 31 grudnia 2026 roku) | 23 marca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie zwrotu dopłat w kwocie 248 000 000 PLN wniesionych przez jedynego wspólnika spółki, tj. PGE Energia Odnawialna S.A., nałożonych mocą uchwał Zgromadzenia Wspólników spółki z 29 marca 2018 roku, 23 października 2018 roku i 2 lipca 2019 roku. Zwrot dopłat będzie następował w kwartalnych ratach w wysokości 70 000 000 PLN w I kwartale 2022 roku, tj. do 31 marca 2022 roku, a następnie po 10 000 000 PLN w każdym kolejnym kwartale począwszy od 1 kwietnia 2022 roku, aż do całkowitej spłaty dopłat, nie później niż do 31 grudnia 2026 roku. |
| Pozostała Działalność | PGE Inwest 9 sp. z o.o. | 28 – 30 marca 2022 roku | 28 marca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie zobowiązania jedynego wspólnika spółki, tj. PGE S.A., do wniesienia dopłaty do posiadanych udziałów, w rozumieniu art. 177 Kodeksu spółek handlowych, w łącznej wysokości 60 000 PLN, tj. w wysokości po 1 200 PLN do każdego posiadanego przez PGE S.A. udziału w spółce, w terminie |

do 30 kwietnia 2022 roku. Zgodnie z powyższą uchwałą Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników, dopłata została wniesiona przez PGE S.A. 30 marca 2022 roku.

ŁĄCZENIE SPÓŁEK

| Segment działalności | Spółka przejmująca/spółka przejmowana | Data transakcji/rejestracji w KRS | Komentarz |
|------------------------------|--|--|---|
| Ciepłownictwo | PGE Energia Ciepła S.A. - spółka przejmująca Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o. z siedzibą w Zgierzu (PEC Zgierz sp. z o.o.) - spółka przejmowana | 3 listopada 2021 roku 3 stycznia 2022 roku nastąpił wpis do KRS (<i>dzień połączenia</i>) | 3 listopada 2021 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE Energia Ciepła S.A. (spółka przejmująca) oraz Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PEC Zgierz sp. z o.o. (spółka przejmowana) podjęły uchwały o połączeniu spółek w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych (łączenie przez przejęcie), poprzez przeniesienie całego majątku spółki przejmowanej na spółkę przejmującą bez wydawania nowych akcji spółki przejmującej w zamian za udziały spółki przejmowanej, zgodnie z postanowieniami art. 516 § 6 Kodeksu spółek handlowych oraz rozwiązanie spółki przejmowanej bez przeprowadzania jej likwidacji. PGE Energia Ciepła S.A. była jedynym wspólnikiem PEC Zgierz sp. z o.o. |
| Pozostała Działalność | PGE Dystrybucja S.A. - spółka przejmująca Przedsiębiorstwo Transportowo-Uługowe „ETRA” sp. z o.o. z siedzibą w Białymstoku (ETRA) - spółka przejmowana | 15 marca 2022 roku 21 marca 2022 roku nastąpił wpis do KRS (<i>dzień połączenia</i>) | 15 marca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki ETRA (spółka przejmowana) podjęło uchwałę o połączeniu spółki ze spółką PGE Dystrybucja S.A. (spółka przejmująca) w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych (łączenie przez przejęcie), poprzez przeniesienie całego majątku spółki przejmowanej na spółkę przejmującą bez podejmowania uchwały o połączeniu przez Walne Zgromadzenie spółki przejmującej i bez wydawania nowych akcji spółki przejmującej w zamian za udziały spółki przejmowanej, zgodnie z postanowieniami art. 516 § 6 Kodeksu spółek handlowych oraz rozwiązanie spółki przejmowanej bez przeprowadzania jej likwidacji. PGE Dystrybucja S.A. była jedynym wspólnikiem spółki ETRA. |
| Pozostała Działalność | PGE Energia Odnawialna S.A. - spółka przejmująca Bio-Energia sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (Bio-Energia) - spółka przejmowana | 20 maja 2022 roku 30 czerwca 2022 roku nastąpił wpis do KRS (<i>dzień połączenia</i>) | 20 maja 2022 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE Energia Odnawialna S.A. (spółka przejmująca) oraz Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Bio-Energia (spółka przejmowana) podjęły uchwały o połączeniu spółek w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych (łączenie przez przejęcie), poprzez przeniesienie całego majątku spółki przejmowanej na spółkę przejmującą bez wydawania nowych akcji spółki przejmującej w zamian za udziały spółki przejmowanej, zgodnie z postanowieniami art. 516 § 6 Kodeksu spółek handlowych oraz rozwiązanie spółki przejmowanej bez przeprowadzania jej likwidacji. PGE Energia Odnawialna S.A. była jedynym wspólnikiem Bio-Energia. |
| Ciepłownictwo | PGE Energia Ciepła S.A. - spółka przejmująca PGE Gaz Toruń sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (PGE Gaz Toruń) - spółka przejmowana | 3 października 2022 roku 2 listopada 2022 roku nastąpił wpis do KRS | 3 października 2022 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE Energia Ciepła S.A. (spółka przejmująca) oraz Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Gaz Toruń (spółka przejmowana) podjęły uchwały o połączeniu spółek w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych (łączenie przez przejęcie), poprzez przeniesienie całego majątku spółki przejmowanej na spółkę przejmującą bez wydawania nowych akcji spółki przejmującej w zamian za udziały spółki przejmowanej, zgodnie z postanowieniami art. 516 § 6 Kodeksu spółek handlowych oraz rozwiązanie spółki przejmowanej bez przeprowadzania jej likwidacji. PGE Energia Ciepła S.A. była jedynym wspólnikiem PGE Gaz Toruń. |

LIKWIDACJA SPÓŁEK

| Segment działalności | Spółka likwidowana | Data transakcji/rejestracji w KRS | Komentarz |
|------------------------------|--|--|---|
| Obrót | PGE Trading GmbH w likwidacji z siedzibą w Berlinie (PGE Trading) | 1 marca 2021 roku Brak wykreślenia PGE Trading z rejestru handlowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy w Berlinie-Charlottenburgu | 1 marca 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Trading, w której PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym, podjęło uchwałę o rozwiązaniu PGE Trading i powołaniu likwidatora w celu przeprowadzenia czynności likwidacyjnych PGE Trading. |
| Pozostała Działalność | PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji z siedzibą w Warszawie (PGE Nowa Energia) | 31 marca 2022 roku Brak wykreślenia PGE Nowa Energia z rejestru przedsiębiorców KRS | 31 marca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Nowa Energia, w której PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym, podjęło uchwałę o rozwiązaniu PGE Nowa Energia i powołaniu likwidatora w celu przeprowadzenia czynności likwidacyjnych. |

4.2. Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

4.3. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych

AKCJONARIUSZE SPÓŁKI POSIADAJĄCY ZNACZNE PAKIETY AKCJI

Na podstawie pisma z Ministerstwa Skarbu Państwa z 27 kwietnia 2016 roku, Skarb Państwa posiadał 1 072 984 098 akcji zwykłych Spółki, reprezentujących 57,39% kapitału zakładowego Spółki oraz uprawniających do wykonywania 1 072 984 098 głosów na Walnym Zgromadzeniu Spółki, stanowiących 57,39% ogólnej liczby głosów.

Tabela: Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGE S.A. na 31 marca 2022 roku:

| Akcjonariusz | Liczba akcji (szt.) | Liczba głosów (szt.) | Udział w ogólnej liczbie głosów na WZ (%) |
|---------------|------------------------|-------------------------|--|
| Skarb Państwa | 1 072 984 098 | 1 072 984 098 | 57,39% |
| Pozostali | 796 776 731 | 796 776 731 | 42,61% |
| Razem | 1 869 760 829 | 1 869 760 829 | 100,00% |

6 kwietnia 2022 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. podjęło uchwałę nr 7 w sprawie obniżenia kapitału zakładowego w drodze zmniejszenia wartości nominalnej akcji z jednoczesnym podwyższeniem kapitału zakładowego w drodze emisji akcji serii E w trybie subskrypcji prywatnej, pozbawienia dotychczasowych akcjonariuszy w całości prawa poboru wszystkich akcji serii E, ubiegania się o dopuszczenie i wprowadzenie akcji serii E lub praw do akcji serii E do obrotu na rynku regulowanym, prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A., dematerializacji akcji serii E lub praw do akcji serii E oraz zmiany Statutu Spółki.

W związku z § 1 - 3 ww. uchwały nr 7 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. z 6 kwietnia 2022 roku, § 7 Statutu Spółki zmienia się w taki sposób, że otrzymuje on następujące brzmienie:

„Kapitał zakładowy Spółki wynosi 19 183 746 098,70 złotych (słownie: dziewiętnaście miliardów sto osiemdziesiąt trzy miliony siedemset czterdzieści sześć tysięcy dziewięćdziesiąt osiem złotych i siedemdziesiąt groszy) i dzieli się na 2 243 712 994 (słownie: dwa miliardy dwieście czterdzieści trzy miliony siedemset dwanaście tysięcy dziewięćset dziewięćdziesiąt cztery) akcje o wartości nominalnej 8,55 złotych (słownie: osiem złotych i pięćdziesiąt pięć groszy) każda, w tym:

- 1 470 576 500 akcji na okaziciela serii A,
- 259 513 500 akcji na okaziciela serii B,
- 73 228 888 akcji na okaziciela serii C,
- 66 441 941 akcji na okaziciela serii D,
- 373 952 165 akcji na okaziciela serii E.

Wniosek o dokonanie stosownego wpisu zmiany Statutu Spółki został złożony do Krajowego Rejestru Sądowego.

18 maja 2022 roku zmiany w kapitale zakładowym PGE S.A. zostały zarejestrowane w KRS, o czym Spółka poinformowała raportem bieżącym nr 29/2022 z 19 maja 2022 roku.

Skarb Państwa objął również akcje nowej emisji na podstawie umowy inwestycyjnej, którą PGE S.A. podpisała ze Skarbem Państwa 5 kwietnia 2022 roku.

20 maja 2022 roku Minister Aktywów Państwowych, reprezentujący Skarb Państwa, przesłał zawiadomienie informujące o zmianie liczby akcji i udziału w ogólnej liczbie głosów posiadanych przez Skarb Państwa

w Spółce. Aktualnie Skarb Państwa posiada 1 365 601 493 akcje, stanowiące 60,86% kapitału zakładowego Spółki i uprawniające do wykonywania 1 365 601 493 głosów, co stanowi 60,86% ogólnej liczby głosów.

Ponadto, Skarb Państwa poinformował o podmiocie zależnym, posiadającym akcje PGE S.A. i łącznej sumie liczby głosów obu podmiotów i jej procentowym udziale w ogólnej liczbie głosów. Zgodnie z treścią zawiadomienia, biorąc pod uwagę akcje (18 697 608), posiadane przez podmiot zależny od Skarbu Państwa, tj. Towarzystwo Finansowe Silesia sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach (TF Silesia), Skarb Państwa posiada łącznie 1 384 299 101 akcji, stanowiących 61,70% kapitału zakładowego Spółki i uprawniających do wykonywania 1 384 299 101 głosów, co stanowi 61,70% ogólnej liczby głosów.

Tabela: Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGE S.A. na dzień publikacji niniejszego sprawozdania:

| Akcjonariusz | Liczba akcji (szt.) | Liczba głosów (szt.) | Udział w ogólnej liczbie głosów na WZ (%) |
|--|----------------------|----------------------|---|
| Skarb Państwa | 1 365 601 493 | 1 365 601 493 | 60,86% |
| Podmiot zależny od Skarbu Państwa – TF Silesia | 18 697 608 | 18 697 608 | 0,84% |
| Razem Skarb Państwa i podmiot zależny | 1 384 299 101 | 1 384 299 101 | 61,70% |
| Pozostali | 859 413 893 | 859 413 893 | 38,30% |
| Razem | 2 243 712 994 | 2 243 712 994 | 100,00% |

AKCJE WŁASNE

Na 30 września 2022 roku PGE S.A. oraz spółki zależne nie posiadały akcji własnych.

AKCJE JEDNOSTKI DOMINUJĄCEJ BĘDĄCE W POSIADANIU OSÓB ZARZĄDZAJĄCYCH I NADZORUJĄCYCH

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu Spółki, żadna z osób zarządzających i nadzorujących Spółkę na 30 września 2022 roku oraz na dzień publikacji niniejszego sprawozdania nie posiadała akcji jednostki dominującej.

4.4. Istotne pozycje pozabilansowe

Opis istotnych pozycji pozabilansowych został przedstawiony w nocie 11 oraz 24 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

5. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu PGE S.A., kwartalny raport finansowy, zawierający skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGE i kwartalną informację finansową PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz dane porównawcze sporządzone zostały zgodnie z obowiązującymi zasadami rachunkowości, odzwierciedlają w sposób prawdziwy, rzetelny i jasny sytuację majątkową i finansową Grupy Kapitałowej PGE oraz jej wynik finansowy.

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE zawiera prawdziwy obraz rozwoju i osiągnięć oraz sytuacji Grupy Kapitałowej.

6. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej 22 listopada 2022 roku.

Warszawa, 22 listopada 2022 roku

Podpisy członków Zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A.

**Prezes
Zarządu** **Wojciech Dąbrowski**

**Wiceprezes
Zarządu** **Wanda Buk**

**Wiceprezes
Zarządu** **Lechosław Rojewski**

**Wiceprezes
Zarządu** **Paweł Śliwa**

**Wiceprezes
Zarządu** **Ryszard Wasilek**

Słowniczek pojęć branżowych

| | |
|-------------------------------------|--|
| ARA | Dolarowy indeks cen węgla w EU. Loco w portach Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia |
| ARP | Agencja Rozwoju Przemysłu S.A. – spółka Skarbu Państwa wspierająca restrukturyzację polskich przedsiębiorstw |
| BAT | Best Available Technology – Najlepsze dostępne technologie |
| Biomasa | stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, a w szczególności surowce rolnicze |
| BREF | Best Available Techniques Reference Document – Dokument referencyjny BAT |
| CCGT | Combined Cycle Gas Turbine - układ gazowo-parowy z turbiną gazową |
| Dobre Praktyki | Dokumenty: „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW 2016” przyjęte uchwałą Rady Giełdy z 13 października 2015 roku i obowiązujące od 1 stycznia 2016 roku do 30 czerwca 2021 roku oraz „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW 2021” przyjęte uchwałą Rady Giełdy z 29 marca 2021 roku i obowiązujące od 1 lipca 2021 roku |
| Dystrybucja | transport energii sieciami dystrybucyjnymi wysokiego (110 kV), średniego (15 kV) i niskiego (400V) napięcia w celu dostarczenia jej odbiorcom |
| Elektrownie szczytowo-pompowe (ESP) | specjalny typ elektrowni wodnych pozwalający na magazynowanie energii elektrycznej. Wykorzystywany jest do tego górny zbiornik wodny, do którego pompowana jest woda ze zbiornika dolnego, przy wykorzystaniu energii elektrycznej (zwykle nadmiarowej w systemie). Elektrownie szczytowo-pompowe świadczą usługi regulacyjne dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. W okresie zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną woda ze zbiornika górnego jest spuszczana przez turbinę. W ten sposób produkowana jest energia elektryczna. |
| Elektrownie zawodowe ciepłe | kategoria stosowana przez PSE S.A w miesięcznych raportach z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i Rynku Bilansującego – obejmuje elektrownie i elektrociepłownie |
| Energia czarna | umowna nazwa energii wytwarzanej w wyniku spalania węgla kamiennego lub brunatnego |
| Energia czerwona | umowna nazwa energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem |
| Energia zielona | umowna nazwa energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii |
| Energia żółta | umowna nazwa energii wytwarzanej w elektrowniach gazowych oraz gazowo-parowych |
| ESCO | Energy Saving Company |
| EUA | European Union Allowances - zbywalne prawa do emisji CO ₂ , 1 EUA uprawnia do emisji jednej tony CO ₂ |
| EU ETS | European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme, wspólnotowy system handlu emisjami. Zasady jego funkcjonowania określa Dyrektywa Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, zmieniona Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z 23 kwietnia 2009 roku (Dz.U.UE L z 5.6.2009, Nr 140, str. 63–87) |
| EV | Electric Vehicles (ang.) – samochody elektryczne |
| EW | Elektrownia Wodna |
| Fundusz CVC | Corporate Venture Capital; w modelu CVC spółki portfelowe, poza wsparciem finansowym, otrzymują możliwość weryfikacji swojego pomysłu w korporacji |
| FIT/FIP | Feed-in-Tariff (FIT) i Feed-in-Premium (FIP): system dopłat do ceny rynkowej energii elektrycznej dokonywany przez Zarządcę Rozliczeń S.A. |
| FW | Farma Wiatrowa |
| Generacja wymuszona | wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE. Dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności |
| GJ | gigadżul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 GJ = 1000/3,6 kWh = ok. 278 kWh |
| Gospodarka o obiegu zamkniętym | system, w którym minimalizuje się zużycie surowców i wielkość odpadów oraz emisję i utraty energii poprzez tworzenie zamkniętej pętli procesów, w których odpady z jednych procesów są wykorzystywane jako surowce dla innych, co maksymalnie zmniejsza ilość końcowych odpadów produkcyjnych |

| | |
|---------------------|--|
| GPZ | Główny Punkt Zasilania - rodzaj stacji elektroenergetycznej służącej do przetwarzania i rozdziału lub wyłącznie do rozdziału energii elektrycznej |
| 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 |
| GW | gigawat, jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ GW} = 10^9 \text{ W}$ |
| GWe | gigawat mocy elektrycznej |
| GWt | gigawat mocy cieplnej |
| HCI | chlorowodór |
| Hg | rteć |
| IED | dyrektywa ws. emisji przemysłowych |
| Inflacja HICP | Harmonised Index of Consumer Prices - zharmonizowany indeks cen konsumpcyjnych wprowadzony przez Komisję Europejską. Zgodnie z traktatem z Maastricht, wskaźnik HICP jest podstawą do oceny wzrostu cen w krajach Unii. |
| IGCC | Integrated Gasification Combined Cycle, technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa |
| IOS | Instalacja Odsiarczania Spalin |
| IRiESP | Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, do opracowania której jest obowiązany, zgodnie z Prawem Energetycznym, Operator Systemu Przesyłowego; instrukcje opracowywane dla sieci elektroenergetycznych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci; część instrukcji, która dotyczy bilansowania systemu przesyłowego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia jest przedkładana Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji |
| IRZ | Usługa Interwencyjnej Rezerwy Zimnej, polegająca na utrzymaniu w gotowości bloku do produkcji energii. Energia produkowana jest na polecenie PSE S.A. |
| ITPOE | Instalacja Termicznego Przetwarzania z Odzyskiem Energii |
| ITRE | Komisja Przemysłu, Badań Naukowych i Energii w PE |
| Jednostka wytwórcza | opisany przez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła i wyprowadzenia mocy |
| JWCD | Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana – Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez PSE S.A. |
| KDT | kontrakty długoterminowe na zakup mocy i energii elektrycznej zawarte między PSE S.A. a wytwórcami energii elektrycznej w latach 1994-2001 |
| KRI | Key Risk Indicator – kluczowa miara ryzyka |
| Klaster energii | cywilnoprawne porozumienie w skład którego mogą wchodzić osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii lub z innych źródeł lub paliw, w ramach sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, na obszarze działania tego klastra nieprzekraczającym granic jednego powiatu w rozumieniu Ustawy o samorządzie powiatowym) lub 5 gmin w rozumieniu Ustawy o samorządzie gminnym; klaster energii reprezentuje koordynator, którym jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii |
| Kogeneracja | równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego |
| KPI | kluczowe wskaźniki efektywności |
| KSE | Krajowy System Elektroenergetyczny, zbiór urządzeń do rozdziału, przesyłania i wytwarzania energii elektrycznej, połączonych w system umożliwiający dostawy energii elektrycznej na terenie Polski |
| KSP | Krajowy System Przesyłowy, zbiór urządzeń do przesyłu energii elektrycznej na terenie Polski |
| kV | kilowolt, jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 \text{ kV} = 10^3 \text{ V}$ |

| | |
|--|---|
| kWh | kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej w układzie SI, określająca ilość energii, jaką urządzenie o mocy 1 kW zużywa w ciągu godziny, 1 kWh = 3.600.000 J = 3,6 MJ |
| kWp | jednostka mocy dedykowana dla określania mocy paneli fotowoltaicznych; oznacza ilość energii elektrycznej w peak'u, czyli w szczycie produkcji. |
| LZO | Licznik Zdalnego Odczytu |
| MEW | Małe Elektrownie Wodne |
| MIE | Minimalna Ilość Energii |
| Moc osiągalna | największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana przez wytwórcę cieplnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami |
| Moc zainstalowana | formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji (wartość historyczna – niezmienna w czasie) |
| MSR | rezerwa stabilizacyjna rynku (dotyczy CO ₂) |
| MW | jednostka mocy w układzie SI, 1 MW = 10 ⁶ W |
| MWe | megawat mocy elektrycznej |
| MWt | megawat mocy cieplnej |
| NH ₃ | amoniak |
| Nm ³ | normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m ³ przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C |
| NO _x | tlenki azotu |
| Odnawialne źródło energii (OZE) | źródło 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 |
| Operacyjna rezerwa mocy (ORM) | zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JGWA) będących w ruchu albo postoju, stanowiące nadwyżkę mocy dostępną dla PSE S.A. ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokryte w ramach Umów Sprzedaży Energii (USE) oraz na Rynku Bilansującym (RB) w ramach generacji swobodnej |
| Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD) | 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 |
| Operator Systemu Przesyłowego (OSP) | 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. Na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od 2 lipca 2014 do 31 grudnia 2030 roku na Operatora Systemu Przesyłowego w zakresie przesyłu energii elektrycznej wyznaczona została PSE S.A. |
| Opłata kogeneracyjna | element rachunku za energię elektryczną pobierany w celu sfinansowania nowego mechanizmu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji (system aukcyjny od 2019 roku). |
| Opłata OZE | opłata OZE służy zapewnieniu dostępności energii ze źródeł odnawialnych w KSE. Opłatę OZE przeznaczają się wyłącznie na pokrycie ujemnego salda z tyt. rozliczeń energii ze źródeł odnawialnych pomiędzy wytwórcami tej energii i sprzedawcami energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz kosztów działalności Zarządcy Rozliczeń S.A. (dysponenta opłat OZE). |

| | |
|------------------------------------|--|
| Opłata przejściowa | element opłaty dystrybucyjnej pobierany w celu zrekompensowania zakładom energetycznym strat wynikających z przedterminowego rozwiązania Kontraktów Długoterminowych (KDT). |
| OTF | Organized Trading Facilities |
| OSD | Operator Systemu Dystrybucyjnego |
| Pasmo | podstawa, baza (base, baseload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy w każdej godzinie doby danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku |
| PJ | petadžul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 PJ = ok. 278 GWh |
| PPA | zakup energii elektrycznej bezpośrednio od producentów energii ze źródeł odnawialnych |
| Prawa majątkowe | zbywalne i stanowiące towar giełdowy prawa wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii i w kogeneracji |
| Prosument | odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy kompleksowej, wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji w celu jej zużycia na potrzeby własne, niezwiązane z wykonywaną działalnością gospodarczą |
| Przesył energii elektrycznej | transport energii elektrycznej siecią przesyłową wysokiego napięcia (220 i 400 kV) od wytwórców do dystrybutorów |
| PSCMI-1 | Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 1 - uśredniony poziom cen miałw energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku energetycznym |
| PSCMI-2 | Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen miałw energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku ciepła |
| Purchasing Managers Index (PMI) | złożony wskaźnik opracowywany przez Markit Economics w celu zobrazowania kondycji sektora przemysłowego; wartość wskaźnika powyżej 50 pkt oznacza poprawę sytuacji w sektorze |
| PV | fotowoltaiczny |
| RCL | Rządowe Centrum Legislacji |
| Regulacyjne Usługi Systemowe (RUS) | usługi świadczone przez podmioty na rzecz Operatora Systemu Przesyłowego, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych |
| Regulator | Prezes URE wypełniający zadania przypisane mu w Prawie Energetycznym. Zajmuje się m.in. wydawaniem koncesji przedsiębiorstwom energetycznym oraz zatwierdzaniem taryf dla przedsiębiorstw energetycznych, wyznaczaniem operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych. |
| REPowerEU | plan KE w zakresie oszczędzania energii, produkcji ekologicznej oraz dywersyfikacji dostaw energii w związku z zakłóceniami na światowym rynku energii spowodowanymi inwazją Rosji na Ukrainę |
| RIG | usługa Rezerwa Interwencyjna Gotowość - jest to gotowość elektrowni do świadczenia usługi generacji mocy czynnej lub poboru tej mocy na żądanie PSE S.A. |
| Rynek bilansujący (RB) | techniczna platforma równoważenia popytu i podaży na rynku energii elektrycznej. Rozliczane są na nim różnice między ilościami energii planowanymi (zgłoszonymi grafikami dostaw), a rzeczywiście dostarczonymi/odebranymi. Celem działania rynku bilansującego jest bilansowanie różnic pomiędzy transakcjami zawartymi między poszczególnymi uczestnikami rynku, a rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Uczestnikami rynku bilansującego mogą być: wytwórcy, odbiorcy energii, rozumiani jako podmioty przyłączone do sieci objętej obszarem rynku bilansującego (w tym odbiorcy końcowi oraz odbiorcy sieciowi), spółki obrotu, giełdy energii oraz PSE S.A., jako przedsiębiorstwo bilansujące. |
| Rynek SPOT | rynek, na którym transakcje są realizowane najpóźniej w drugim dniu roboczym od momentu ich zlecenia. Transakcje dokonywane na rynku kasowym są opłacane w momencie ich zawarcia – transferowi podlega w tym przypadku kapitał. |
| R&D | Research and Development (ang.), (Badania i Rozwój) |

| | |
|--|--|
| SAIDI | System Average Interruption Duration Index – wskaźnik przeciętnego (średniego) systemowego czasu trwania przerwy (długiej, bardzo długiej oraz katastrofalnej), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców. SAIDI nie obejmuje przerw krótszych niż 3 minuty i wyznaczany jest oddzielnie dla przerw planowanych i przerw nieplanowanych. Dotyczy wyłączeń w sieci niskiego (nN), średniego (SN) i wysokiego napięcia (WN), przy czym wskaźnik SAIDI w taryfie jakościowej nie zawiera wyłączeń na nN. |
| SAIFI | System Average Interruption Frequency Index – wskaźnik przeciętnej (średniej) systemowej częstości (liczby) przerw (długich, bardzo długich oraz katastrofalnych), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców. SAIFI nie obejmuje przerw krótszych niż 3 minuty i wyznaczany jest oddzielnie dla przerw planowanych i przerw nieplanowanych. Dotyczy wyłączeń w sieci niskiego (nN), średniego (SN) i wysokiego napięcia (WN), przy czym wskaźnik SAIFI w taryfie jakościowej nie zawiera wyłączeń na nN. |
| SCR | selektywna redukcja katalityczna – technologia oczyszczania spalin |
| Sieć najwyższych napięć (NN) | sieć elektroenergetyczna o napięciu 220 kV i wyższym |
| Sieć niskiego napięcia (nN) | sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV |
| Sieć średniego napięcia (SN) | sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV lecz niższym niż 110 kV |
| Sieć wysokiego napięcia (WN) | sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym 110 kV |
| SKRM | Stały Komitet Rady Ministrów |
| SNCR | selektywna redukcja niekatalityczna – technologia oczyszczania spalin |
| Start-up | przedsiębiorstwo na wczesnym etapie rozwoju, stworzone z myślą o budowaniu nowych produktów lub usług i działające w warunkach dużej niepewności. Najczęściej wskazywanymi cechami start-up’ów są: krótka historia działalności (do 10 lat), innowacyjność, możliwość rozbudowy przedsięwzięcia, wyższe niż w przypadku „tradycyjnych” przedsięwzięć ryzyko, ale również potencjalnie wyższy zwrot z inwestycji. |
| Szczyt | szczyt (peak, peakload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy realizowana od poniedziałku do piątku w każdej godzinie pomiędzy 07:00-22:00 (15 godzin standard dla rynku polskiego) lub 08:00-20:00 (12 godzin standard dla rynku niemieckiego) danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku |
| Świadectwo pochodzenia z energii odnawialnej | dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w OZE, wydawany przez Prezesa URE, tzw. zielony certyfikat |
| Świadectwo pochodzenia z kogeneracji | dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, wydawany przez Prezesa URE, tzw. czerwone certyfikaty (dla energii wytworzonej z węgla w kogeneracji z ciepłem) i żółte certyfikaty (dla energii wytworzonej z gazu w kogeneracji z ciepłem) |
| Taryfa | zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą |
| Technologie ICT | pojęcie obejmujące techniki przetwarzania, gromadzenia lub przesyłania informacji w formie elektronicznej |
| TGE | Towarowa Giełda Energii S.A., giełda towarowa na której przedmiotem obrotu może być energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, , wielkość emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń, dopuszczone do obrotu na giełdzie |
| TPA | Third Party Access, zasada polegająca na udostępnieniu przez właściciela bądź operatora infrastruktury sieciowej stronom trzecim w celu dostarczenia towarów/usług klientom strony trzeciej |

| | |
|--|---|
| TWh | terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI - 1 TWh to 10 ⁹ kWh |
| URE | Urząd Regulacji Energetyki |
| Ustawa KDT | Ustawa z 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130 poz. 905 z 2007 roku) |
| Wskaźnik dyspozycyjności | (czas pracy + czas postoju w rezerwie) x 100 / czas okresu |
| Wskaźnik wykorzystana moc zainstalowanej | wyprodukowana energia elektryczna x 100 / (czas okresu x moc zainstalowana) |
| V (wolt) | jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, 1 V = 1J/1C = (1 kg x m ²) / (A x s ³) |
| W (wat) | jednostka mocy w układzie SI, 1 W = 1J/1s = 1 kg x m ² x s ⁻³ |
| WRA | Wartość Regulacyjna Aktywów |
| Wskaźnik N:W | stosunek objętości zdejmowanego nadkładu w m ³ do masy wydobytego węgla brunatnego w tonach |
| 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 |
| ZHZW | Umowa o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi |