

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU

z działalności Grupy Kapitałowej PGE
za okres 3 miesięcy

zakończony dnia 31 marca 2023 roku



Prowadzimy w zielonej zmianie

SPIS TREŚCI

1.	Grupa Kapitałowa PGE	4
1.1.	Charakterystyka działalności	4
2.	Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe	6
2.1.	Otoczenie makroekonomiczne	6
2.2.	Otoczenie rynkowe.....	8
2.3.	Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂	16
2.4.	Otoczenie regulacyjne	17
3.	Działalność Grupy Kapitałowej PGE	24
3.1.	Podstawowe dane operacyjne GK PGE	24
3.2.	Kluczowe wyniki finansowe GK PGE.....	27
3.3.	Charakterystyka segmentów działalności	32
4.	Pozostałe elementy Sprawozdania	60
4.1.	Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym.....	60
4.2.	Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej	69
4.3.	Zmiany w składzie Zarządu i Rady Nadzorczej	72
4.4.	Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	74
4.5.	Publikacja prognoz wyników finansowych.....	75
4.6.	Istotne pozycje pozabilansowe	75
4.7.	Oddziały posiadane przez Spółkę	75
5.	Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego	76
6.	Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	77
	Słowniczek pojęć branżowych	78

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	I kw. 2023	I kw. 2022	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mIn PLN	27 208	16 897	61%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mIn PLN	2 343	1 550	51%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mIn PLN	3 427	2 615	31%
Marża EBITDA	%	13%	15%	
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację skorygowany o zdarzenia jednorazowe (EBITDA powtarzalna)	mIn PLN	3 346	2 596	29%
Marża EBITDA powtarzalna	%	12%	15%	
Zysk netto	mIn PLN	1 811	1 062	71%
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	1 557	895	74%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mIn PLN	-6 828	1 281	-
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mIn PLN	-1 645	-913	-
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mIn PLN	5 347	-978	-

Kluczowe dane finansowe		31 marca 2023 roku	31 grudnia 2022 roku	Zmiana %
Kapitał obrotowy	mIn PLN	3 008	-1 269	-
Zadłużenie netto	mIn PLN	5 942¹	-2 656	-
Zadłużenie netto/LTM EBITDA ² raportowana	x	0,63	-0,31	
Zadłużenie netto/LTM EBITDA ² powtarzalna	x	0,76	-0,37	

Zdarzenia jednorazowe mające wpływ na EBITDA		I kw. 2023	I kw. 2022	Zmiana %
Rezerwa na prosumentów	mIn PLN	0	19	-
Korekta szacunku odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny (WRC) za 2022 rok	mIn PLN	81	0	-
Razem	mIn PLN	81	19	326%

¹Szacunkowy poziom ekonomicznego zadłużenia finansowego netto (uwzględniającego przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO₂) wynosi 13 766 mln PLN.

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

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 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.



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

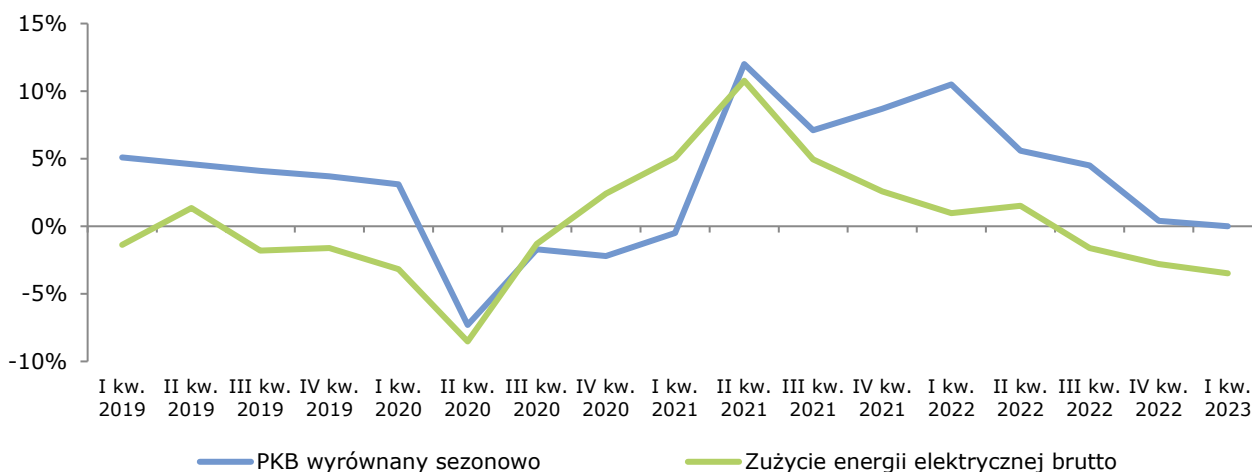
2.1. Otoczenie makroekonomiczne

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.

W Polsce istnieje zależność pomiędzy zmianą zapotrzebowania na energię elektryczną a zmianą tempa wzrostu gospodarczego. Biorąc pod uwagę pozycję Grupy PGE na polskim rynku wytwarzania, a także 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 I kwartale 2023 roku odnotowano spadek zużycia energii elektrycznej brutto o ok. 3,5% r/r. Mniejsze zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce w I kwartale 2023 roku względem I kwartału 2022 roku częściowo jest uzasadnione wyższą temperaturą powietrza w tym okresie r/r.

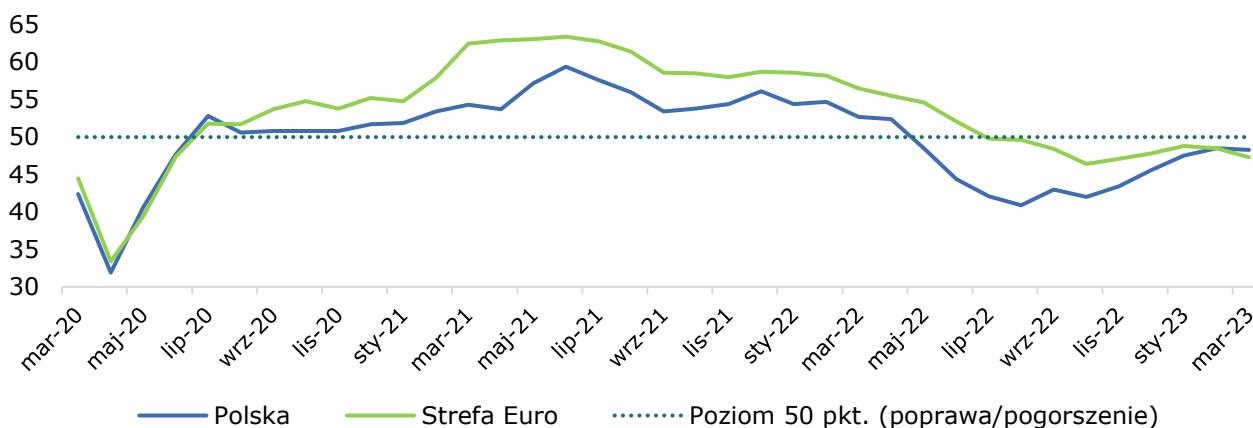
Wykres: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo oraz krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



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

Wskaźnik Purchasing Managers' Index (PMI) dla przemysłu w Polsce osiągnął w 2022 roku średnią wartość na poziomie 47,0 pkt. Początek 2023 roku rozpoczął się z PMI na poziomie 47,5 pkt. W lutym wskaźnik PMI osiągnął wynik 48,5 pkt. Od października 2022 roku do lutego 2023 roku wskaźnik polskiego PMI systematycznie wzrastał, natomiast marzec 2023 roku przyniósł zachwianie tego trendu i niewielki spadek do 48,3 pkt. Jednocześnie jest to już jedenasty z rzędu negatywny odczyt, tj. poniżej 50 pkt. Wyniki gospodarcze w polskim sektorze wytwórczym w I kwartale 2023 roku związane są ze spadkiem produkcji i popytu na zamówienia zarówno krajowe, jak i zagraniczne. Spada również poziom zatrudnienia w przemyśle. Mimo poprawy względem I kwartału 2022 roku sytuacja rynkowa jest dalej osłabiona z powodu wojny w Ukrainie, wysokiej inflacji i kosztów produkcji. Na polski przemysł wpływa również kondycja przemysłu Strefy Euro, gdzie wskaźnik PMI w I kwartale 2023 roku osiągnął średnio 47,3 pkt, podczas gdy w tym samym okresie w ubiegłym roku wynosił średnio 57,6 pkt. Po raz pierwszy od lipca 2020 roku polski wskaźnik PMI jest wyższy niż PMI Strefy Euro.

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



Źródło: Markit Economics

W marcu 2023 roku produkcja sprzedana przemysłu była niższa o 2,9% r/. Wzrosła natomiast w porównaniu z lutym 2023 roku o 14,1%. Spadek odnotowano w przypadku produkcji trwałych dóbr konsumpcyjnych – o 9,0% r/r, dóbr związanych z energią – o 20,7% r/r oraz dóbr zaopatrzeniowych – o 8,5%. Zwiększyła się natomiast produkcja dóbr inwestycyjnych oraz dóbr konsumpcyjnych nietrwałych (odpowiednio 20,7% i 1,0% r/r). Dynamika produkcji sprzedanej całego przemysłu spadła w marcu 2023 roku o 2,9% r/r. Największy spadek zanotowano w wytwarzaniu i zaopatrywaniu w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę (21,8% r/r), w górnictwie i wydobywaniu (o 3,4% r/r), dostawie wody, gospodarowaniu ściekami i odpadami, rekultywacji (0,5% r/r) i przetwórstwie przemysłowym (0,4% r/r). Według danych GUS w marcu 2023 roku, w stosunku tego samego okresu ubiegłego roku, wzrost produkcji sprzedanej (w cenach stałych) odnotowano w 13 działach, m.in. w produkcji urządzeń elektrycznych, pojazdów samochodowych, przyczep i naczep, maszyn i urządzeń, w naprawie, konserwacji i instalowaniu maszyn i urządzeń i w produkcji artykułów spożywczych.

2.2. Otoczenie rynkowe

SYTUACJA W KRAJOWYM SYSTEMIE ENERGETYCZNYM (KSP)

Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (TWh).

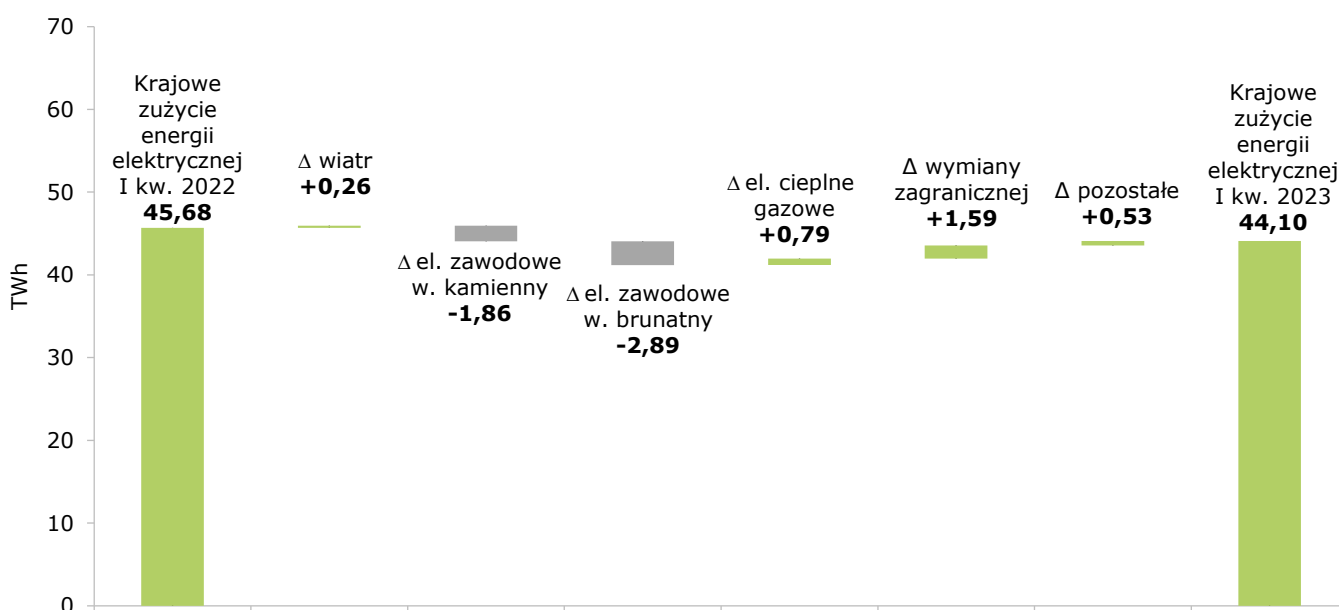
	I kw. 2023	I kw. 2022	Zmiana %
Krajowe zużycie energii elektrycznej, w tym:	44,10	45,68	-3%
Elektrownie wiatrowe	6,67	6,41	4%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu kamiennym	20,84	22,70	-8%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu brunatnym	9,42	12,31	-23%
Elektrownie zawodowe ciepłne gazowe	3,93	3,14	25%
Saldo wymiany zagranicznej	0,63	-0,96	-
Pozostałe (wodne, inne odnawialne)	2,61	2,08	25%

Źródło: Na podstawie danych PSE S.A.

I kwartał 2023 roku

W I kwartale 2023 roku krajowe zużycie energii elektrycznej zmniejszyło się o 1,6 TWh w porównaniu z okresem bazowym, przede wszystkim z powodu wolniejszego tempa wzrostu gospodarczego, wyższej autokonsumpcji prosumentów oraz wyższych średnich dobowych temperatur r/r. Na skutek poprawy warunków wietrznych oraz wzrostu mocy zainstalowanej, produkcja energii elektrycznej z wiatru wzrosła o 0,3 TWh w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. W I kwartale 2023 roku Polska była per saldo importerem energii, co było zmianą w stosunku do I kwartału ubiegłego roku (+1,6 TWh). Odnotowano spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (-1,9 TWh) oraz w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (-2,9 TWh) z uwagi na niższe krajowe zużycie energii elektrycznej. Dodatkowo spadek cen gazu ziemnego spowodował zwiększenie produkcji w oparciu o ten rodzaj paliwa (+0,8 TWh).

Wykres: Bilans energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) (TWh).



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

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK KRAJOWY

RYNEK DNIA NASTĘPNEGO (RDN)

Rynek/miara	Jedn.	I kw. 2023	I kw. 2022	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	642	630	2%
RDN – wolumen obrotu	TWh	13,94	8,38	66%

¹Dane z TGE, obejmują średnioważone miesięczne ceny BASE.

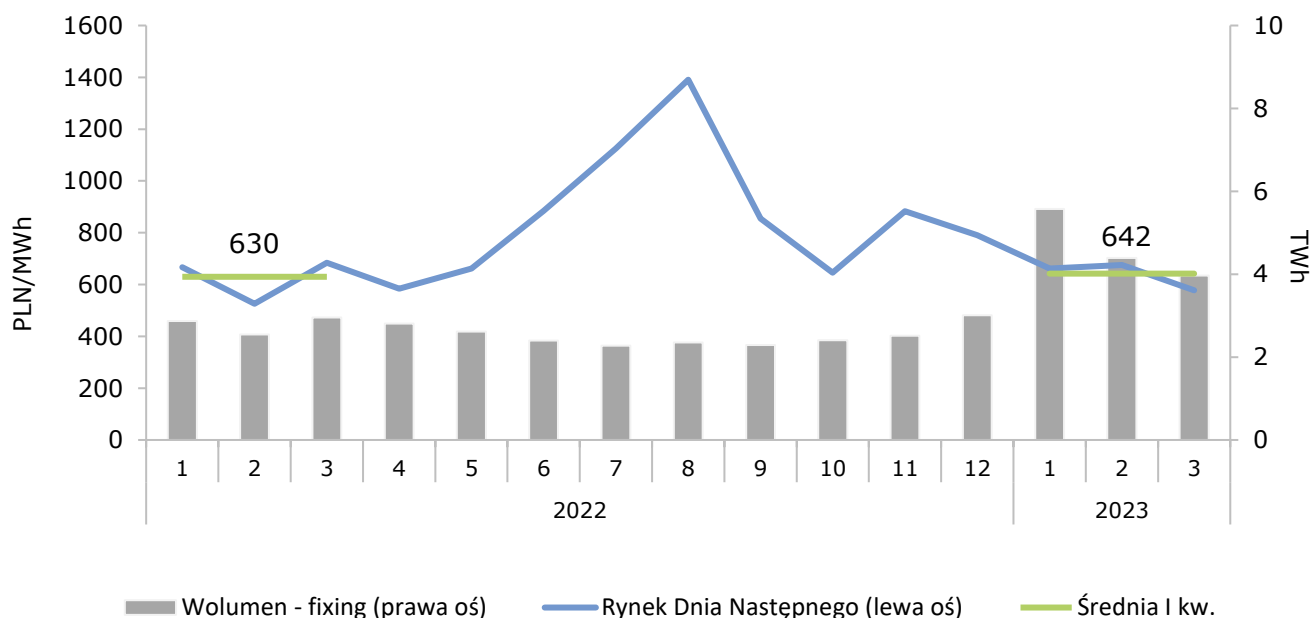
ANALIZA – WYBRANE CZYNNIKI CENOTWÓRCZE WPŁYWAJĄCE NA NOTOWANIA RDN

Czynnik	Jedn.	I kw. 2023	I kw. 2022	Zmiana %
Uprawnienia CO ₂	EUR/t	90,31	82,01	10%
Węgiel kamienny PSCMI-1	PLN/GJ	32,36	13,47	140%
Generacja wiatrowa KSE	TWh	6,67	6,41	4%
Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE	%	15%	14%	
Wskaźnik: wymiana zagraniczna/zużycie KSE	%	1%	-	

W I kwartale 2023 roku średnia cena energii na Rynku Dnia Następnego (RDN) wyniosła 642 PLN/MWh i była o 2% wyższa od średniej ceny (630 PLN/MWh) notowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Do wzrostu cen przyczyniły się wyższe koszty uprawnień do emisji CO₂.

Średni poziom Polskiego Indeksu Rynku Węgla Energetycznego (PSCMI-1) w I kwartale 2023 roku kształtował się na poziomie 32,36 PLN/GJ, tj. o 140% r/r wyższym.

Wykres: Średnie miesięczne notowania na Rynku Dnia Następnego w latach 2022–2023 (TGE).¹



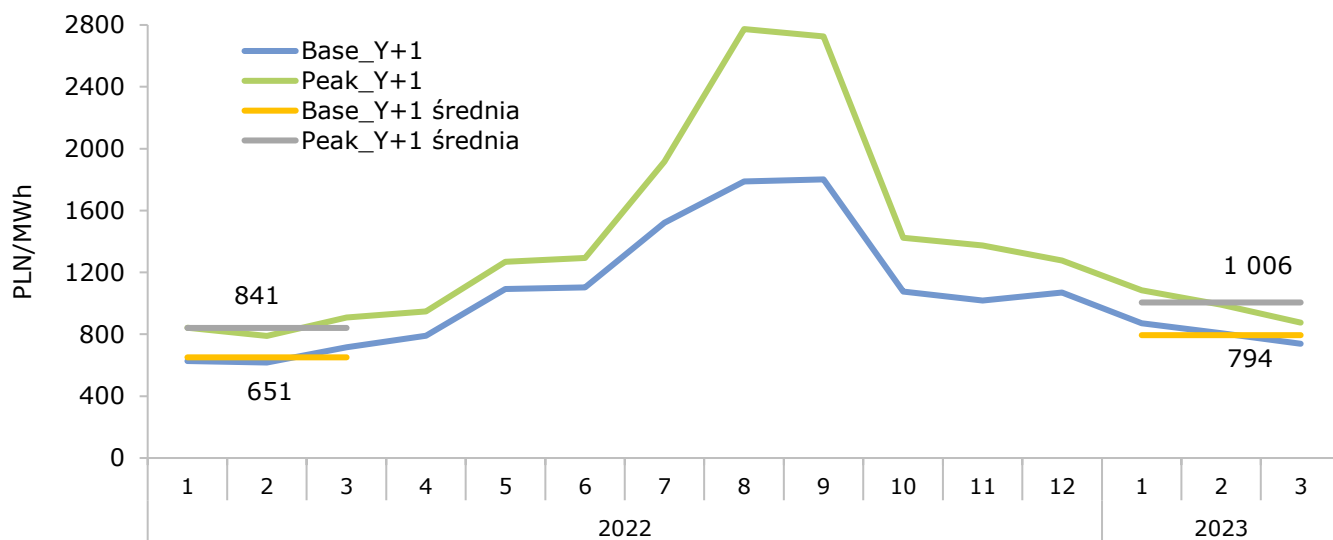
¹Dane z TGE, obejmują średnioważone miesięczne ceny BASE.

RYNEK TRANSAKЦИИ TERMINOWYCH (RTT)

Rynek/miara	Jedn.	I kw. 2023	I kw. 2022	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	794	651	22%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	4,02	17,32	-77%
PEAK5 Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	1 006	841	20%
PEAK5 Y+1 – wolumen obrotu	TWh	0,90	1,73	-48%

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 na rynku terminowym. Ważnym czynnikiem był również wzrost cen uprawnień do emisji CO₂.

Wykres: Średnie miesięczne notowania na RTT w latach 2022–2023 (TGE).¹

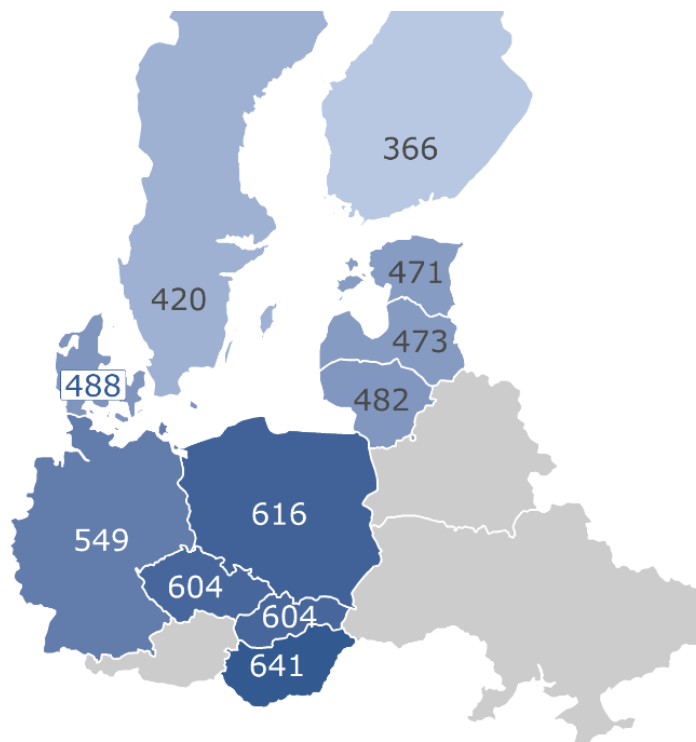


¹Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następnny (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK MIĘDZYNARODOWY

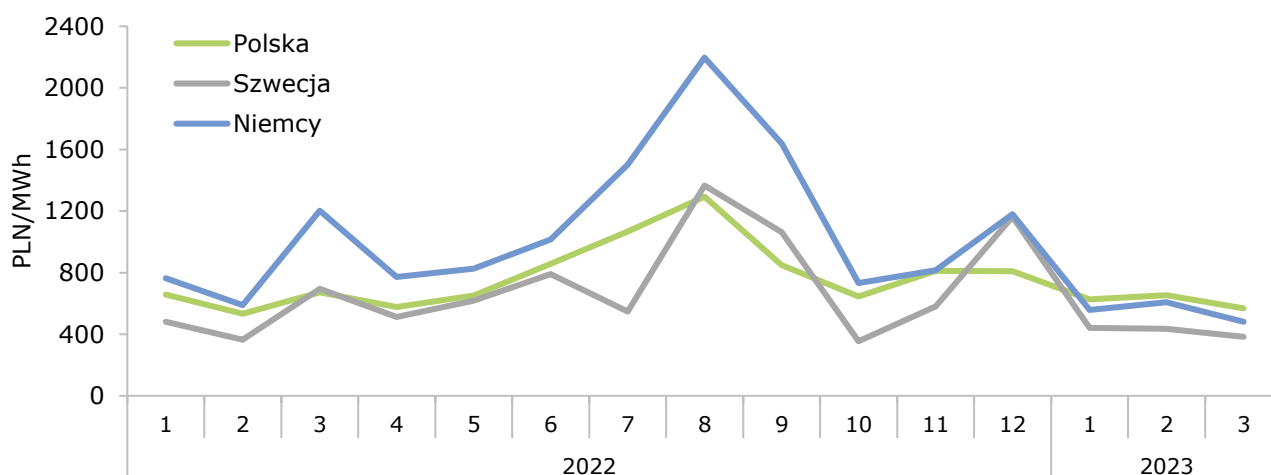
RYNEK HURTOWY (PORÓWNANIE RYNKÓW DNIA NASTĘPNEGO)

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w I kwartale 2023 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,71).



Źródło: TGE – poziom cen RDN obliczony w oparciu o notowania godzinowe (fixing), EEX, Nordpool

Wykres: Ceny energii na Rynku Dnia Następnego.

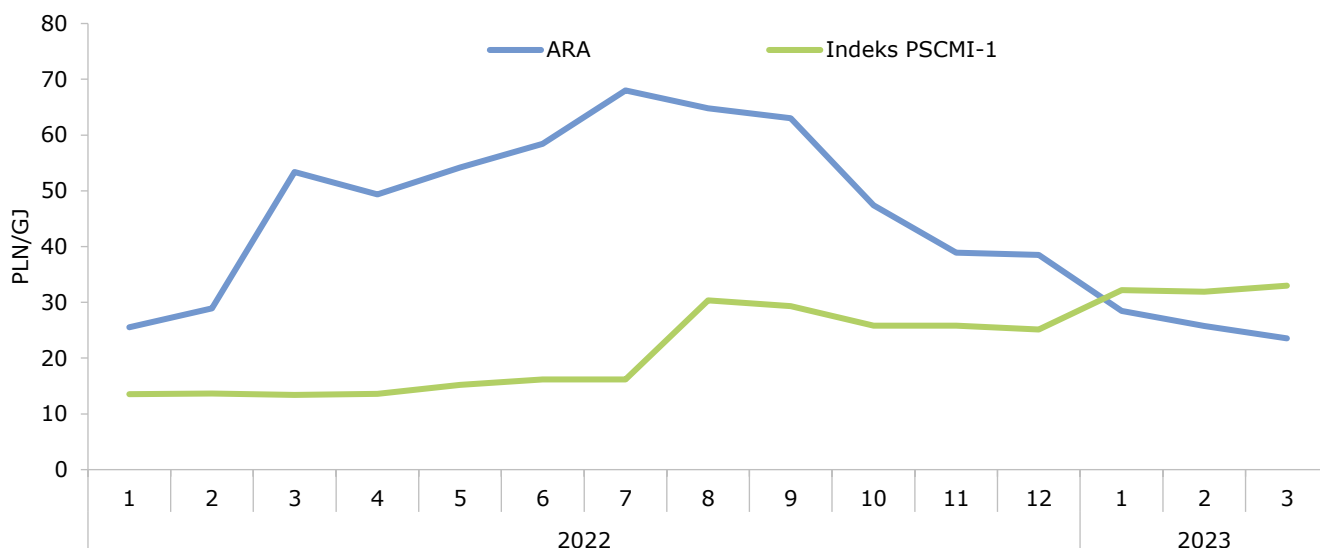


Źródło: TGE, EEX, Nordpool

W I kwartale 2023 roku odnotowano spadek cen r/r na rynkach ościennych, który kształtował się w przedziale 57-419 PLN/MWh. Zróżnicowanie cen energii wynika z innego poziomu udziału odnawialnych źródeł energii w miksie technologicznym 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

oraz cen gazu ziemnego. Cena węgla kamiennego w portach ARA spadła o 28% r/r w I kwartale 2023 roku, podczas gdy krajowy indeks cen mialów energetycznych PSCMI-1 wzrósł w tym samym czasie o 140%.

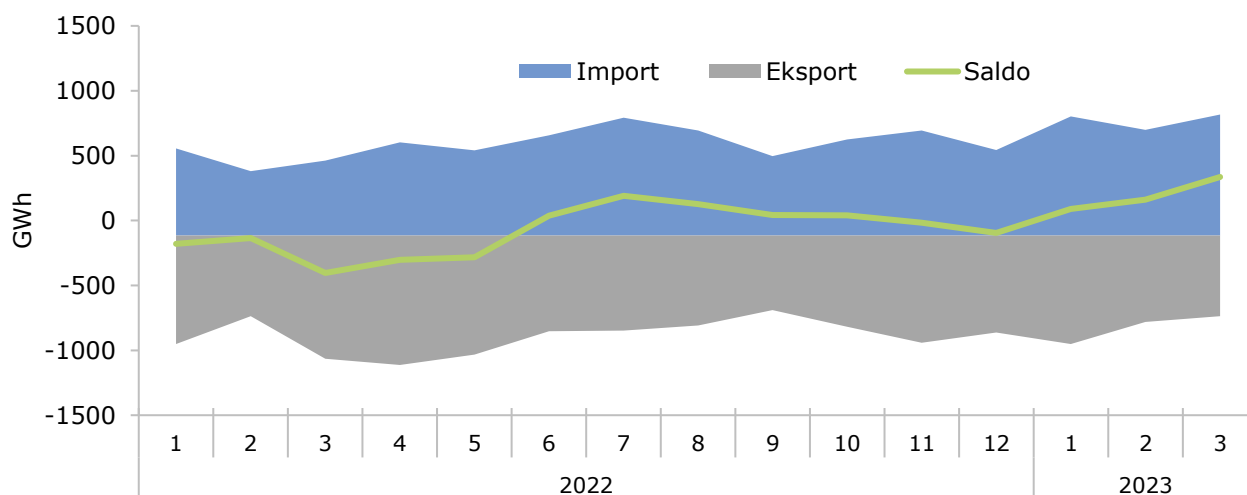
Wykres: Indeksy węglowe ARA vs PSCMI-1¹.



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

WYMIANA HANDLOWA

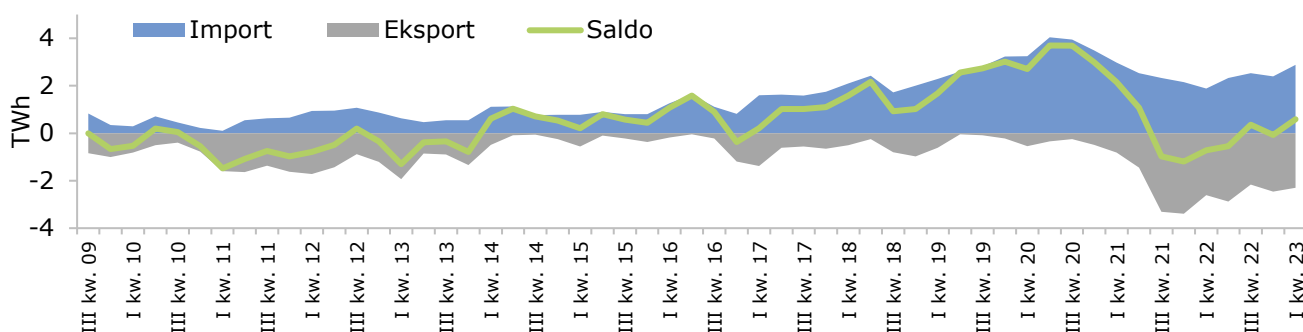
Wykres: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany handlowej w latach 2022 - 2023.



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

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.

Wykres: Kwartalne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany handlowej w latach 2009 - 2023.



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

Spadek światowych cen paliw (które przekładają się na niższe koszty produkcji energii elektrycznej z gazu ziemnego i węgla kamiennego) wpłynął na spadek cen energii w krajach sąsiednich, co w efekcie spowodowało wyższy import energii do Polski z krajów sąsiadujących.

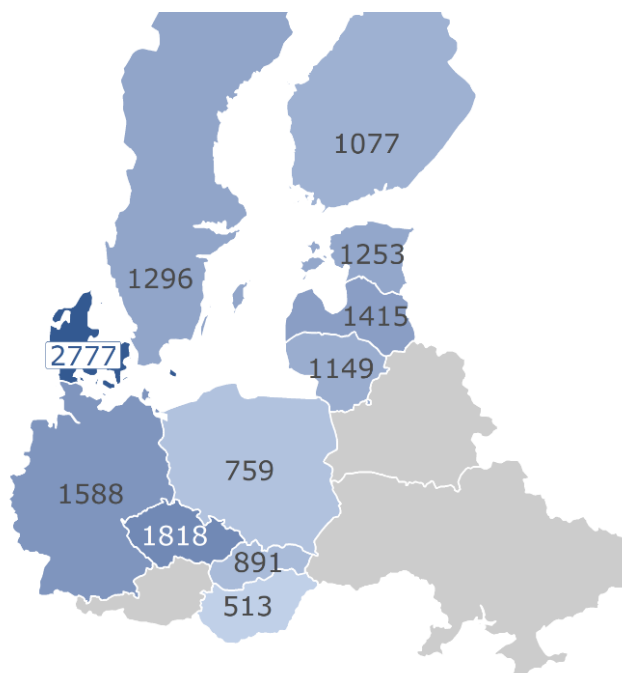
W I kwartale 2023 roku Polska była importerem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej było ujemne i wyniosło -0,6 TWh (import 2,9 TWh, eksport 2,3 TWh) i było wyższe r/r o 1,6 TWh. Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import ze Szwecji (1,1 TWh), z Niemiec (0,9 TWh) oraz z Litwy (0,6 TWh). Jednocześnie najwięcej eksportowaliśmy energii elektrycznej na Słowację (1,2 TWh) oraz do Niemiec (0,6 TWh).

RYNEK DETALICZNY

Zróżnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w UE zależy głównie od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej, systemu fiskalnego (podatki i opłaty), mechanizmów regulacji oraz systemów wsparcia w poszczególnych państwach. W II półroczu 2022 roku² dodatkowe obciążenia (ponad cenę sprzedaży i koszt dystrybucji energii elektrycznej) dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 38% ceny energii elektrycznej. Najwięcej za energię elektryczną płacili Duńczycy, dla których dodatkowe obciążenia również stanowiły 38% ceny końcowej.

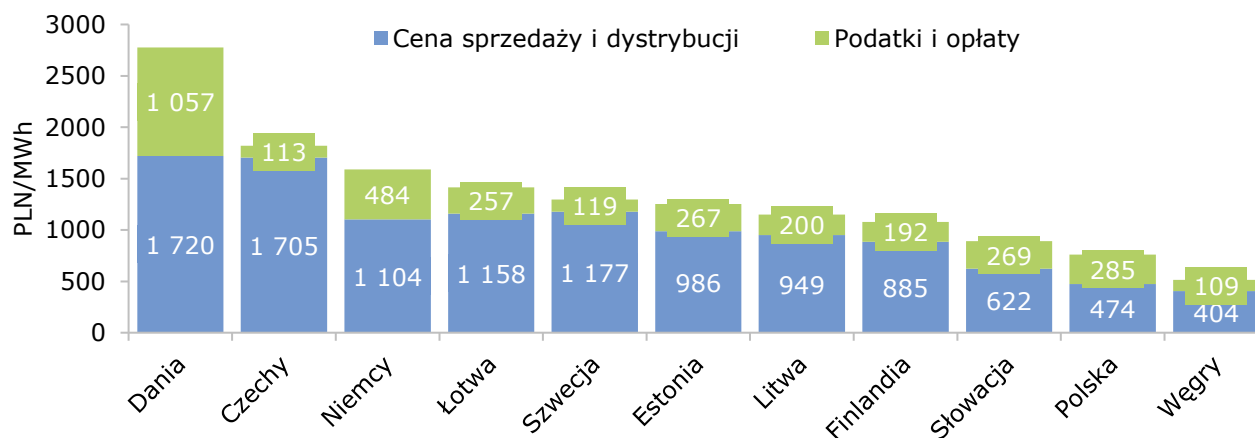
² Dane Eurostatu dot. rynku detalicznego publikowane są w okresach półrocznych.

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2022 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,73 PLN).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Wykres: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2022 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,73 PLN).

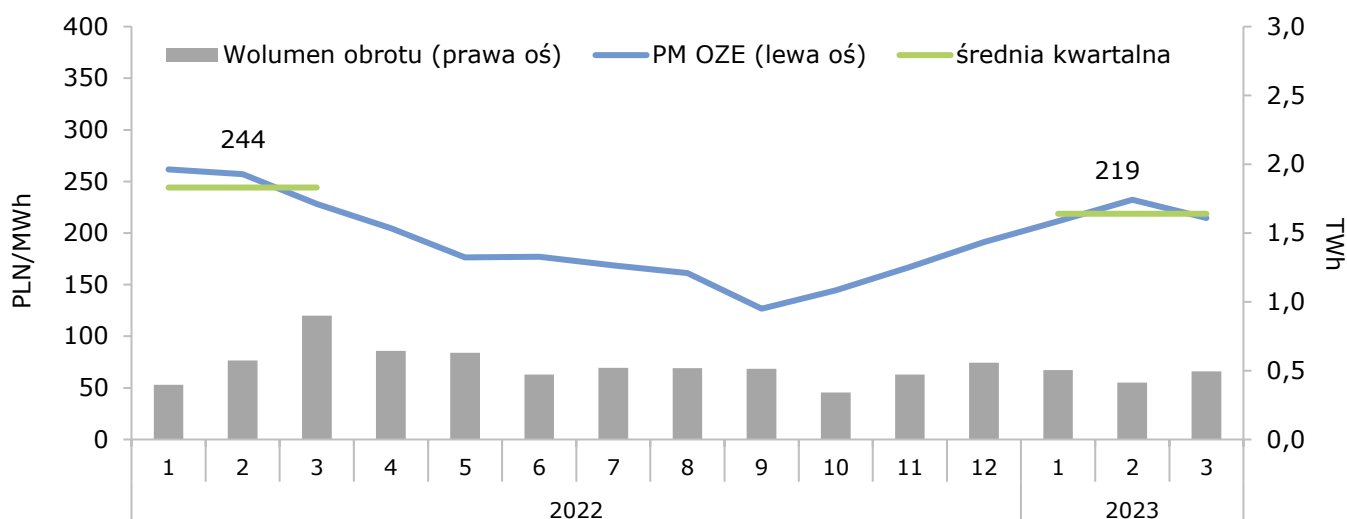


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

CENY PRAW MAJĄTKOWYCH

W I kwartale 2023 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks TGEoza) osiągnęła poziom 219 PLN/MWh i była o 11% niższa w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Obowiązek umorzeń zielonych certyfikatów w porównaniu z rokiem 2022 (18,5%) uległ zmianie i wynosi 12% dla 2023 roku.

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



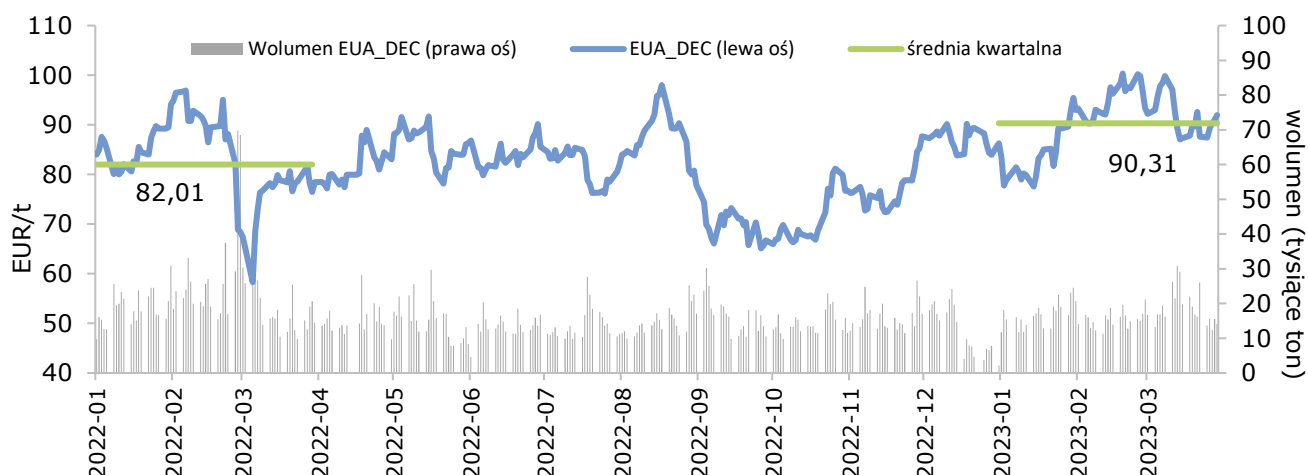
Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE.

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 I kwartale 2023 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 23 wyniosła 90,31 EUR/t i była wyższa (ok. +10%) od średniej ceny 82,01 EUR/t instrumentu EUA DEC 22 obserwowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku.

Wykres: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla CO₂.



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 (MKiS). Zgodnie z Rozporządzeniem KE raporty dotyczące poziomu działalności przedkładane są do 31 marca każdego roku, co oznacza, że 12 kwietnia 2023 roku na rachunki prowadzących instalacje w Rejestrze Unii wydane zostały uprawnienia do emisji zgodnie z publikacją w Biuletynie Informacji Publicznej MKiS z 7 kwietnia 2023 roku. Dalsze dostosowanie będzie korygowane w ciągu 2023 roku, tak aby odzwierciedlało wzrosty i spadki w wielkości produkcji wynikające ze zweryfikowanych raportów dotyczących poziomów działalności przedłożonych dla poszczególnych instalacji.

Tabela: Emisja CO₂ w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO₂ na 2023 rok (tony).

Produkt	Emisja CO ₂ I kw. 2023 roku	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2023 rok ¹
Energia elektryczna	13 953 827	-
Energia ciepła	1 903 088	622 025
Razem	15 856 915	622 025






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, 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 4.1 niniejszego sprawozdania w punkcie Zmiany regulacyjne na rynku energii elektrycznej.



KRAJOWE OTOCZENIE REGULACYJNE



Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	Projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii.	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. W szczególności projekt przewiduje wdrożenie instytucji obywatelskich społeczności energetycznych, ułatwienia w zakresie agregacji, zawierania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej i innych usług elastyczności i odpowiedzi odbioru, zmiany w zakresie linii bezpośredniej.	18 kwietnia 2023 roku Rada Ministrów przyjęła projekt ustawy, który skierowano do prac parlamentarnych.	Projektowane rozwiązania będą miały wpływ na wszystkie segmenty działalności Grupy PGE, w szczególności na segment Obrót i Dystrybucja. Projekt wdraża lub służy stosowaniu wielu aktów unijnych, regulujących rynek energii elektrycznej.
 	Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.	Ustawa przewiduje zmianę sposobu rozliczania prosumentów energii odnawialnej poprzez zastąpienie dotychczasowego systemu opustowego 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). Ustawa wprowadza również instytucję prosumenta zbiorowego oraz wirtualnego.	Ustawa weszła w życie 1 kwietnia 2022 roku , z wyjątkiem przepisów dotyczących prosumenta wirtualnego, które wejdą w życie 2 lipca 2024 roku .	Projekt ma kluczowe znaczenie dla segmentu Obrót, na którym obecnie ciąży obowiązek rozliczania prosumentów i uiszczania w ich imieniu opłaty dystrybucyjnej na rzecz OSD oraz dla segmentu Dystrybucja, który będzie obciążony obowiązkami zbierania i opracowywania danych pomiarowych dotyczących prosumentów.
 	Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.	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	25 kwietnia 2023 roku Rada Ministrów przyjęła projekt ustawy, który skierowano do prac parlamentarnych.	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.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
		instalacji OZE na pokrycie kosztów operacyjnych. Ustawa zmienia także definicję hybrydowych instalacji OZE.		
	Zmiana ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych.	Modyfikacja zasady 10 h – złagodzenie poprzez umożliwienie gminom określenia w Miejscowych Planach Zagospodarowania Przestrzennego (MPZP), po konsultacjach z lokalnymi społecznościami, mniejszej niż wymagana ustawą odległości elektrowni wiatrowych od zabudowań mieszkalnych, jednak nie mniejszej niż 500 m.	8 lutego 2023 roku projekt został uchwalony przez Sejm. 14 lutego 2023 roku Prezydent podpisał ustawę. Ustawa weszła w życie 23 kwietnia 2023 roku .	Projekt ma znaczenie dla rozwoju segmentu Energetyka Odnawialna.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska.	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.	PGE S.A. zgłosiła uwagi do opublikowanego projektu ustawy. Trwa analiza zgłoszonych uwag. Projekt rozpatrywany jest przez Radę Ministrów.	Projekt będzie miał znaczenie dla GK PGE z wyłączeniem aktywów węglowych. Ze środków FTE będzie można uzyskać finansowanie inwestycji w obszarze: OZE, sieci, magazynów itd.
	Projekt rozporządzenia MKiS w sprawie sposobu prowadzenia rozliczeń oraz bilansowania systemu przesyłowego gazowego w okresie uruchomienia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz w okresie wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego.	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 zapasów. W projekcie określono wzory na wyliczenie: <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. 	5 kwietnia 2023 roku projekt został przekazany do weryfikacji prawidłowości uwzględnienia ustaleń Komisji Prawniczej. Projekt rozpatrywany jest przez Radę Ministrów.	Projekt jest istotny z punktu widzenia działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi (ustanowienie systemu rozliczeń między PSE S.A. a zlecającymi usługi przesyłania).
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o gospodarowaniu nieruchomościami rolnymi Skarbu Państwa oraz niektórych innych ustaw.	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.	Trwa analiza uwag przez Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi.	Projekt umożliwi pozyskanie nowych gruntów, w szczególności nieużytków wchodzących w skład Zasobu Własności Rolnej Skarbu Państwa, pod inwestycje OZE.


Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw.	Projekt wprowadza zasadę, zgodnie z którą realizacja inwestycji w fotowoltaikę (PV) powyżej 1 MW będzie możliwa jedynie na podstawie MPZP. W innym przypadku 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.	23 marca 2023 roku projekt został przekazany do prac parlamentarnych. 11 kwietnia 2023 roku odbyło się pierwsze czytanie w Sejmie. Obecnie trwają prace parlamentarne.	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.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw.	Projekt ustawy dodaje nowe, kluczowe projekty przesyłowe oraz poszerza zakres ustawy o projekty dystrybucyjne o napięciu równym lub większym 110 kV, kluczowe dla wyprowadzania energii elektrycznej z sieci przesyłowej do sieci dystrybucyjnych. Umożliwi to skrócenie procesu uzyskiwania pozwoleń publicznoprawnych przez inwestorów, jak również pojawi się m.in. uproszczony model uzyskiwania gruntów pod te inwestycje. W celu ograniczenia obciążenia administracyjnego nakładanego na organy jednostek samorządu terytorialnego i administracji rządowej, proponuje się ograniczenie listy inwestycji dystrybucyjnych jedynie do tych najbardziej kluczowych.	8 marca 2023 roku projekt został rozpatrzony przez Komisję Prawniczą przy RCL. Projekt ustawy skierowany do akceptacji Rady Ministrów i przekazany projektu do Sejmu.	Ustawa ma bezpośredni wpływ na segment Dystrybucja. Regulacje usprawnią i przyspieszą inwestycje w zakresie sieci dystrybucyjnych o napięciu równym i większym od 110 kV.
	Projekt ustawy o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych.	Ustawa ma wprowadzić ułatwienia w procesie inwestycyjnym w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych.	3 marca 2023 roku projekt został skierowany do Sejmu. Następnie nastąpi uchwalenie projektu przez Sejm i skierowanie ustawy do Senatu.	Ustawa usprawni i przyspieszy inwestycje w zakresie ESP – budowa nowych oraz przebudowa istniejących, będących w dyspozycji segmentu Energetyka Odnawialna.
	Ustawa o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw oraz niektórych innych ustaw.	Projekt nowelizuje pierwotną ustawę o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw oraz niektórych innych ustaw. Wprowadza nowy mechanizm zamrażający ceny ciepła dla odbiorców końcowych stosowany do końca 2023 roku. Rozliczeń z tytułu obniżenia cen ciepła dokonują dystrybutorzy (sprzedawcy ciepła).	14 lutego 2023 roku ustawa ogłoszona w Dzienniku Ustaw. Weszła w życie następnego dnia po ogłoszeniu.	Projekt angażuje do rozliczenia mechanizmu dystrybutorów ciepła, którzy stosują zamrożone ceny.
	Projekt rozporządzenia w sprawie weryfikacji dotrzymania wielkości dopuszczalnej emisji z uwzględnieniem niepewności pomiarowej.	Projekt rozporządzenia określa: <ul style="list-style-type: none"> ▪ sposób dokonywania oceny dotrzymania wielkości dopuszczalnej emisji; ▪ maksymalne wartości niepewności pomiarowej dla pojedynczego wyniku pomiaru; ▪ sposób uwzględniania niepewności pomiarowej podczas dokonywania oceny wielkości dopuszczalnej emisji; ▪ sposób rozliczania przekroczeń dopuszczalnej emisji. 	Konsultacje publiczne do 3 kwietnia 2023 roku . Publikacja uwag i odniesie się do nich przez MKiS. Przekazanie projektu do komitetów Rady Ministrów.	Projekt wpływa na raportowanie emisji substancji do powietrza oraz rozliczanie ich z organami.


ZAGRANICZNE OTOCZENIE REGULACYJNE

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	Dyrektywa 2003/87/WE ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w UE (dyrektywa ETS). Decyzja (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej (decyzja MSR).	Przeciwdziałanie zmianom klimatu. Stworzenie poprzez odpowiedni sygnał cenowy CO ₂ zachęt inwestycyjnych do rozwijania źródeł niskoemisyjnych.	18 kwietnia 2023 roku porozumienie osiągnięte pomiędzy Komisją Europejską, Parlamentem Europejskim i Radą (trilogi) zostało przyjęte przez PE, a 25 kwietnia 2023 roku przez Radę. 16 maja 2023 roku dyrektywa (UE) 2023/959 została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE i wejdzie w życie dwudziestego dnia po jej opublikowaniu. Termin transpozycji dyrektywy ETS został określony na 31 grudnia 2023 roku z kilkoma odstępstwami możliwymi do 30 czerwca 2024 roku .	Poprawa konkurencyjności źródeł odnawialnych, w porównaniu do jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwa wysokoemisyjne. Wzrost kosztów operacyjnych konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Możliwe uzyskanie wsparcia inwestycyjnego w ramach Funduszu Modernizacyjnego i Funduszu Innowacyjnego oraz częściowej bezpłatnej alokacji uprawnień dla ciepłownictwa systemowego.
	Dyrektywa (UE) 2018/2001 ws. 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.	30 marca 2023 roku w trilogach osiągnięto wstępne porozumienie pomiędzy KE, PE i Radą zakładające nowy, wiążący na poziomie UE cel udziału energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii końcowej brutto na poziomie 42,5% z dodatkowymi indykatywnymi celami krajowymi, których realizacja umożliwi osiągnięcie łącznego celu na poziomie 45% w 2030 roku. Osiągnięte porozumienie musi zostać jeszcze formalnie przyjęte przez Radę i PE. Jako datę transpozycji do prawa krajowego proponuje się 31 grudnia 2024 roku .	Poprawa konkurencyjności niskoemisyjnych źródeł energii w porównaniu do energii ze źródeł wysokoemisyjnych. Większy udział źródeł odnawialnych w polskim miksie energetycznym do 2030 roku, w tym szybsza ścieżka dekarbonizacji segmentu Ciepłownictwo. Możliwość szerszego stosowania rozwiązań <i>power-to-heat</i> (np. pomp ciepła lub kotłów elektrodowych) w Ciepłownictwie.
	Dyrektywa 2012/27/UE ws. 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.	W ramach trilogów zakończonych 10 marca 2023 roku ustalono nowy wiążący na poziomie UE cel redukcji zużycia energii końcowej o 11,7% do 2030 roku w porównaniu do poziomu z 2020 roku. Osiągnięte porozumienie musi zostać formalnie przyjęte przez Radę i PE. Transpozycja dyrektywy ma nastąpić w ciągu dwóch lat od jej wejścia w życie.	Poprawa konkurencyjności niskoemisyjnych źródeł energii. 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.



	<p>Dyrektywa 2010/31/UE ws. 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>Zgodnie z podejściem PE z 14 marca 2023 roku, od 2026 roku nowe budynki użyteczności publicznej, a od 2028 roku nowe budynki mieszkalne będą musiały spełniać kryteria zeroemisyjności oraz, co do zasady, być zasilane wyłącznie energią z OZE. PE proponuje też minimalne wymogi poprawy efektywności istniejących budynków, cele dla energetyki słonecznej oraz przepisy przyspieszające rozwój punktów ładowania. Przyjęcie stanowisk przez Radę (25 października 2022 roku) i PE pozwala na rozpoczęcie trilogów. Termin transpozycji dyrektywy do prawa krajowego nie został wskazany.</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. Wprowadzenie koncepcji budynków zeroemisyjnych jako potencjalne zmniejszenie wykorzystania elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych.</p>
	<p>Dyrektywa 2010/75/UE ws. emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola – dyrektywa IED).</p>	<p>Wprowadzenie nowych wymagań zaostających 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.</p>	<p>16 marca 2023 roku Rada przyjęła podejście ogólne, w którym m.in. wprowadziła mniej restrykcyjne określanie poziomów emisji w pozwoleniach zintegrowanych w porównaniu do propozycji KE oraz możliwość ubiegania się o derogacje dla operatorów instalacji w sytuacjach nadzwyczajnych, jak też złagodzenie przepisów penalizujących naruszenia przepisów dyrektywy zaproponowanych przez KE. Wniosek legislacyjny podlega dalszym pracom w PE – głosowanie plenarne przewidywane jest w lipcu 2023 roku. Wejście w życie nowej dyrektywy planowane jest na koniec 2024 roku.</p>	<p>W zależności od finalnego wyniku uzgodnień w trilogach, wejście w życie zaproponowanych rozwiązań może spowodować poniesienie dodatkowych nakładów inwestycyjnych oraz kosztów związanych z eksploatacją instalacji podlegających pod zakres zastosowania dyrektywy IED. Przewidywane jest zwiększenie roli społeczeństwa w monitorowaniu realizacji obowiązków wynikających z dyrektywy IED przez operatorów instalacji.</p>

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

	<p>Dyrektywa (UE) ws. należytej staranności przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju (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>25 kwietnia 2023 roku Komisja Prawna w PE przyjęła swoje stanowisko do projektu, w którym podniosła następujące kwestie:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ możliwości spełnienia obowiązków wynikających z dyrektywy przez spółki-matki za spółki-córki; ▪ przygotowania i wdrożenia przez przedsiębiorstwo planu transformacji klimatycznej; ▪ przestrzegania przez przedsiębiorstwa dyrektywy jako czynnika, który powinien zostać uwzględniony przy udzielaniu pomocy publicznej, koncesji oraz umów publicznych. <p>Głosowanie na sesji plenarnej PE planowane jest na 1 czerwca 2023 roku.</p>	<p>Zwiększenie obowiązków w zakresie raportowania w odniesieniu do łańcucha wartości GK PGE pod kątem ochrony środowiska i poszanowania praw człowieka. Uwzględnienie polityki należytej staranności (<i>due diligence</i>) w zakresie zrównoważonego rozwoju w działaniach GK PGE.</p>
--	---	---	--	---

	<p>Rozporządzenie (UE) 2023/435 zmieniające rozporządzenie (UE) 2021/241 w odniesieniu do rozdziałów REPowerEU w planach odbudowy i zwiększania odporności.</p>	<p>Dodanie do Krajowego Planu Odbudowy (KPO) specjalnych rozdziałów obejmujących nowe reformy i inwestycje służące osiągnięciu celów REPowerEU.</p>	<p>28 lutego 2023 roku rozporządzenie zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE i weszło w życie 1 marca 2023 roku.</p>	<p>Możliwość pozyskania z KPO środków finansowych na inwestycje GK PGE.</p>
---	---	---	---	---

Regulacje wprowadzające zmiany na rynku elektroenergetycznym w UE

	<p>Projekt rozporządzenia (UE) ws. zmiany rozporządzeń (UE) 2019/943 i 2019/942 oraz dyrektyw (UE) 2018/2001 i 2019/944 w celu udoskonalenia struktury unijnego rynku energii elektrycznej.</p>	<p>Ochrona odbiorców przed nadmiernymi zmianami cen energii elektrycznej, zapewnienie dostępu do czystej i pewnej energii, zwiększenie odporności rynku na wahania cen gazu ziemnego. Upowszechnienie korzystania z umów PPA³; wzmocnienie pozycji odbiorców końcowych na rynku, uproszczenie reguł stosowania kontraktów różnicowych (Cfd)⁴.</p>	<p>14 marca 2023 roku KE przedstawiła wniosek legislacyjny. Propozycje KE skupiają się na działaniach służących upowszechnieniu kontraktów PPA w odniesieniu do OZE, CfD w odniesieniu do nowych projektów OZE oraz energetyki jądrowej. KE proponuje również działania dotyczące wsparcia rozwoju usług elastyczności (zarządzanie popytem i magazynowanie energii), zwiększenia ochrony konsumentów oraz poszerzenia uprawnień prosumentów oraz nowe mechanizmy na wypadek kryzysu energetycznego. KE proponuje nałożenie na dostawców energii obowiązku zarządzania ryzykiem w celu ograniczenia ryzyka ich upadłości poprzez wdrożenie odpowiednich strategii zabezpieczania transakcji. Projekt rozporządzenia został skierowany do dalszych prac w Radzie i PE. W PE wstępnie głosowanie w komisji ITRE przewidywane jest w lipcu 2023 roku, a głosowanie na posiedzeniu plenarnym we wrześniu 2023 roku.</p>	<p>Wpływ reformy na GK PGE będzie uzależniony od dalszych prac legislacyjnych w PE oraz Radzie. Istotne znaczenie dla GK PGE będzie miało szczególnie to, czy stosowanie PPA czy kontraktów różnicowych będzie obligatoryjne dla wytwórców i kto będzie beneficjentem środków pochodzących z kontraktów różnicowych. Potencjalnie istotne zmiany regulacyjne mogą dotyczyć spółek segmentu Obrót (obowiązek zabezpieczania, zmiany dot. taryf i ofert) oraz Dystrybucja (nowy sposób kształtowania taryf, zachęty do korzystania z usług elastyczności).</p>
	<p>Projekt rozporządzenia (UE) ws. zmiany rozporządzeń (UE) 1227/2011 i 2019/942 w celu poprawy ochrony UE</p>	<p>Zwiększenie przejrzystości rynku i zdolności jego monitorowania oraz zapewnienie skuteczniejszego dochodzenia i egzekwowania przypadków transgranicznych naruszeń w UE, tak aby</p>	<p>14 marca 2023 roku KE przedstawiła wniosek legislacyjny, w którym zaproponowała zwiększenie uprawnień Agencji Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER), wzmocnienie współpracy oraz obowiązek wymiany informacji pomiędzy ACER, władzami nadzorczymi poszczególnych państw członkowskich, Europejskim Urzędem Nadzoru</p>	<p>Wpływ reformy na GK PGE jest uzależniony od dalszych prac legislacyjnych w PE oraz Radzie.</p>

³ PPA – Power Purchase Agreement; umowa długoterminowa, polegająca na bezpośrednim zakupie energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego od wytwórców energii z instalacji OZE.

⁴ Cfd – Contract for difference; kontrakt różnicowy, określający model wsparcia, w którym strona wspierająca i strona wspierana uzgadniają pewną cenę referencyjną. W przypadku, gdy rynkowe ceny energii są niższe niż cena referencyjna, dodatnia różnica jest wypłacana stronie wspieranej; w przeciwnym razie, gdy ceny energii są wyższe niż cena referencyjna, strona wspierająca otrzymuje tę różnicę.

przed manipulacjami na hurtowym rynku energii.

konsumenci i uczestnicy rynku mieli zaufanie do integralności rynków energii, ceny odzwierciedlały uczciwą i konkurencyjną zależność między podażą a popytem i nie można było czerpać żadnych zysków z nadużyć na rynku.






Giełd i Papierów Wartościowych (ESMA) oraz władzami nadzoru finansowego poszczególnych państw członkowskich w zakresie potencjalnych naruszeń rozporządzenia (UE) 596/2014 ws. nadużyć na rynku.

Dodatkowo KE proponuje uregulowanie kwestii autoryzacji i nadzoru w odniesieniu do platform w zakresie informacji poufnych oraz zarejestrowanych mechanizmów raportowania. KE proponuje także dokonywanie przez ACER oceny dziennych cen LNG oraz codzienną publikację takiej oceny. ACER powinien też opracowywać i codziennie publikować dzienny benchmark LNG.

Projekt rozporządzenia został skierowany do dalszych prac w Radzie i PE.

3. Działalność Grupy Kapitałowej PGE

3.1. Podstawowe dane operacyjne GK PGE

	 Energetyka Konwencjonalna	 Ciepłownictwo	 Energetyka Odnawialna	 Dystrybucja	 Obrót
Kluczowe aktywa segmentu¹	5 elektrowni konwencjonalnych 2 kopalnie węgla brunatnego	16 elektrociepłowni	20 farm wiatrowych 24 elektrownie fotowoltaiczne 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	298 836 km linii dystrybucyjnych	-
Moc zainstalowana energia elektryczna/ energia cieplna¹	12 852 MWe/844 MWt	2 608 MWe/6 923 MWt	2 428 MWe/-	-	-
Wolumeny energii elektrycznej¹	Produkcja energii elektrycznej netto 11,56 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 3,13 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 1,03 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 9,47 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 8,83 TWh ²
Wolumeny energii cieplnej¹	Produkcja ciepła netto 1,14 PJ	Produkcja ciepła netto 19,56 PJ	-	-	-
Pozycja Rynkowa¹	GK PGE jest liderem w dziedzinie wydobycia węgla brunatnego w Polsce (96%) 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. 7%	Drugi pod względem ilości klientów dystrybutor energii elektrycznej w kraju	Lider w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce

¹Bez uwzględnienia danych operacyjnych PKP Energetyka S.A.

²Dane dotyczą PGE Obrót S.A.

BILANS ENERGII GK PGE

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

Wolumen sprzedaży	I kw. 2023	I kw. 2022	Zmiana %
A. Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, w tym:	20,48	26,34	-22%
▪ Sprzedaż do odbiorców finalnych ¹	8,87	9,10	-3%
▪ Sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym	11,61	17,24	-33%
B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)	6,31	10,23	-38%
C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE	15,72	17,32	-9%
D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)	1,55	1,21	28%

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

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 niższego zapotrzebowania na energię elektryczną, większego udziału importu energii elektrycznej oraz większego udziału produkcji z OZE. 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 z większym wykorzystaniem OZE.

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej netto (TWh).

Wolumen produkcji	I kw. 2023	I kw. 2022	Zmiana %
PRODUKCJA ENERGII NETTO W TWh, z czego:	15,72	17,32	-9%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	8,15	10,30	-21%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	3,43	3,31	4%
Elektrociepłownie węglowe	1,52	1,58	-4%
Elektrociepłownie gazowe	1,48	1,12	32%
Elektrociepłownie biomasowe	0,12	0,09	33%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,00	0,01	-100%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,29	0,22	32%
Elektrownie wodne	0,16	0,14	14%
Elektrownie wiatrowe	0,57	0,55	4%
w tym produkcja OZE	0,85	0,79	8%

Poziom produkcji energii elektrycznej w I kwartale 2023 roku ukształtował się na poziomie niższym o 9% w porównaniu do I kwartału 2022 roku.

Niższy poziom produkcji energii elektrycznej jest głównie efektem niższego zapotrzebowania na energię elektryczną w polskim systemie elektroenergetycznym oraz wyższego importu energii netto.

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (spadek o 2,2 TWh) wynika z niższego wykorzystania przez PSE S.A. bloków Elektrowni Bełchatów i Elektrowni Turów, które pozostawały dłużej

w rezerwie: o 1 603 h w Elektrowni Bełchatów i o 884 h w Elektrowni Turów. Jednocześnie średnio-blokowe obciążenie Elektrowni Bełchatów było niższe o 27 MW. Dodatkowo, dłużej o 2 324 h w remontach pozostawały bloki Elektrowni Bełchatów, głównie na skutek trwającego od stycznia 2023 roku remontu kapitalnego bloku nr 7.

Nieznaczny spadek produkcji odnotowano w elektrociepłowniach węglowych.

Wyższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (wzrost o 0,1 TWh) jest następstwem wyższej produkcji w Elektrowni Opole, co spowodowane jest krótszym czasem postoju w rezerwie o 596 h i wyższym średnio blokowym obciążeniem o 34 MW.

Wyższa produkcja w elektrociepłowniach gazowych (wzrost o 0,4 TWh) jest efektem niskiej bazy I kwartału 2022 roku, kiedy miała miejsce awaria w EC Lublin Wrotków.

Wyższa produkcja w elektrociepłowniach biomasowych w EC Szczecin ze względu na optymalizację produkcji pomiędzy EC Szczecin i EC Pomorzany w zakresie minimalizacji kosztów, wynikająca z nowego modelu wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w ww. lokalizacjach.

Wyższa produkcja w ESP wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w I kwartale 2023 roku były w większym stopniu wykorzystywane przez PSE S.A.

Wyższa produkcja w elektrowniach wodnych wynika z lepszych warunków hydrologicznych w I kwartale 2023 roku.

Wyższa produkcja w elektrowniach wiatrowych wynika z ujęcia produkcji farm wiatrowych zakupionych w czerwcu ubiegłego roku.

PRODUKCJA CIEPŁA

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła netto (PJ).

Wolumen produkcji ciepła	I kw. 2023	I kw. 2022	Zmiana %
Produkcja ciepła netto w PJ	20,70	21,84	-5%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	0,90	0,96	-6%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,24	0,24	0%
Elektrociepłownie węglowe	15,79	16,32	-3%
Elektrociepłownie gazowe	3,08	3,34	-8%
Elektrociepłownie biomasowe	0,48	0,76	-37%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,05	0,08	-38%
Elektrociepłownie pozostałe	0,16	0,14	14%

Główny wpływ na niższy poziom produkcji ciepła netto w 2023 roku r/r miała temperatura zewnętrzna. Średnie temperatury w 2023 roku były wyższe o 0,5°C r/r, co przełożyło się na niższą produkcję ciepła.

SPRZEDAŻ CIEPŁA

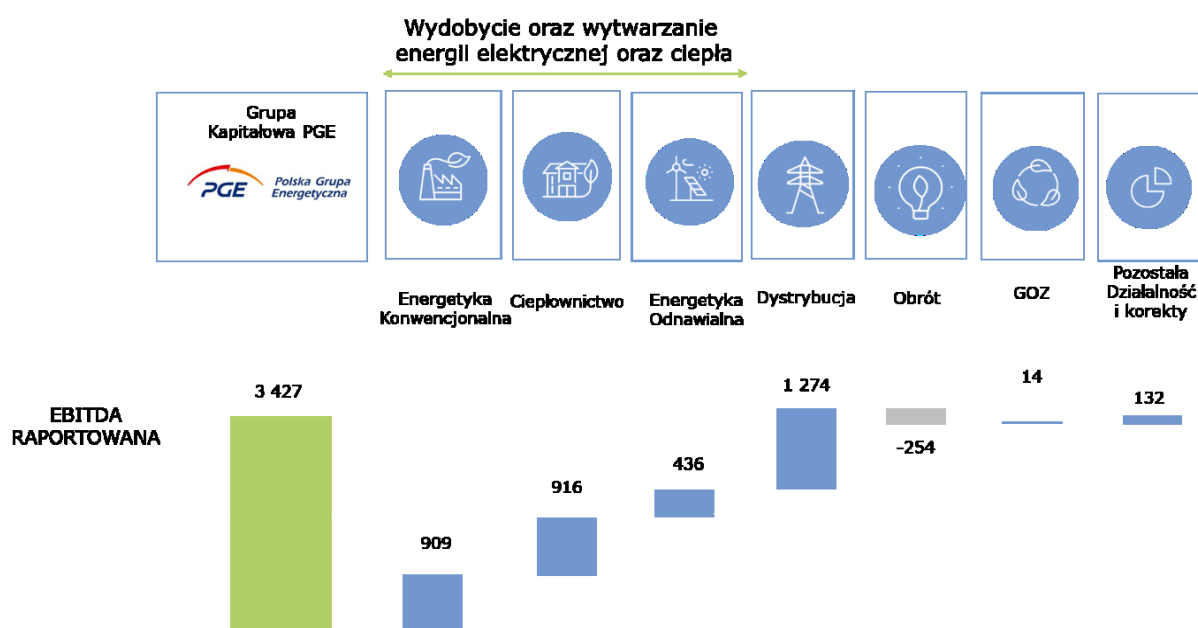
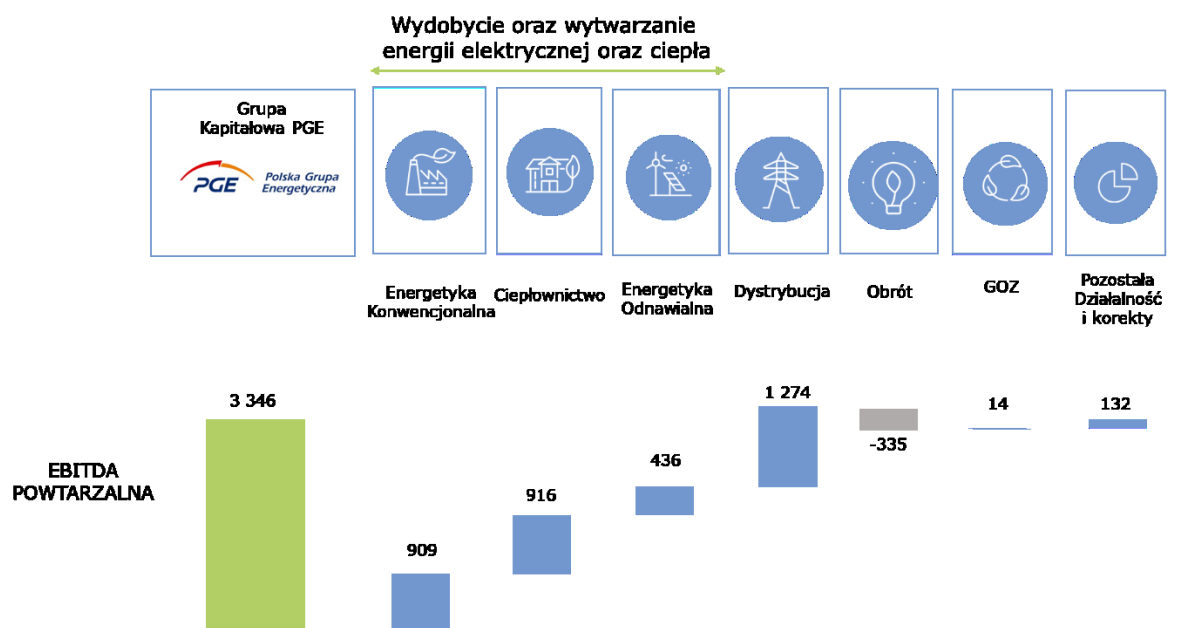
W I kwartale 2023 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 20,2 PJ i był niższy o 1,1 PJ r/r. Na powyższy wynik wpływ miało głównie niższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane wyższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi niż w I kwartale 2022 roku.

3.2. Kluczowe wyniki finansowe 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.

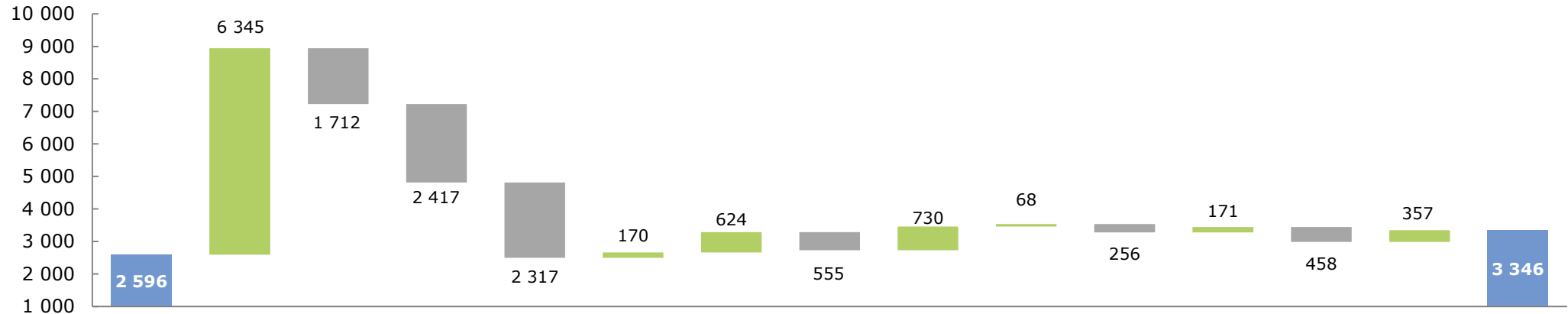
Na skonsolidowany wynik Grupy PGE składają się wyniki finansowe poszczególnych segmentów działalności. Największy udział w wyniku EBITDA powtarzalna Grupy za I kwartał 2023 roku mają segmenty: Dystrybucja (38%), Ciepłownictwo (27%), Energetyka Konwencjonalna (27%) oraz Energetyka Odnawialna (13%). Segment Obrót wygenerował stratę, natomiast pozostałe segmenty mają nieznaczący udział w wyniku EBITDA powtarzalna.

Wykres: Podstawowe dane finansowe GK PGE (mIn PLN)



SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

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



Odchylenie	6 345	-1 712	-2 417	-2 317	170	624	-555	730	68	-256	171	-458	357	
EBITDA raportowana I kw. 2022	2 615													
Zdarzenia jednorazowe I kw. 2022	19													
EBITDA powtarzalna I kw. 2022	2 596	7 699	4 924	1 797	0	123	708	350	1 000	1 153	1 368	39	804	417
EBITDA powtarzalna I kw. 2023		14 044	6 636	4 214	2 317	293	1 332	-205	1 730	1 221	1 624	210	1 262	774
Zdarzenia jednorazowe I kw. 2023														81
EBITDA raportowana I kw. 2023														3 427

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

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.

³Pozycja Odpis na Fundusz WRC bez uwzględnienia wpływu korekty szacunku odpisu za 2022 rok (zdarzenie jednorazowe).

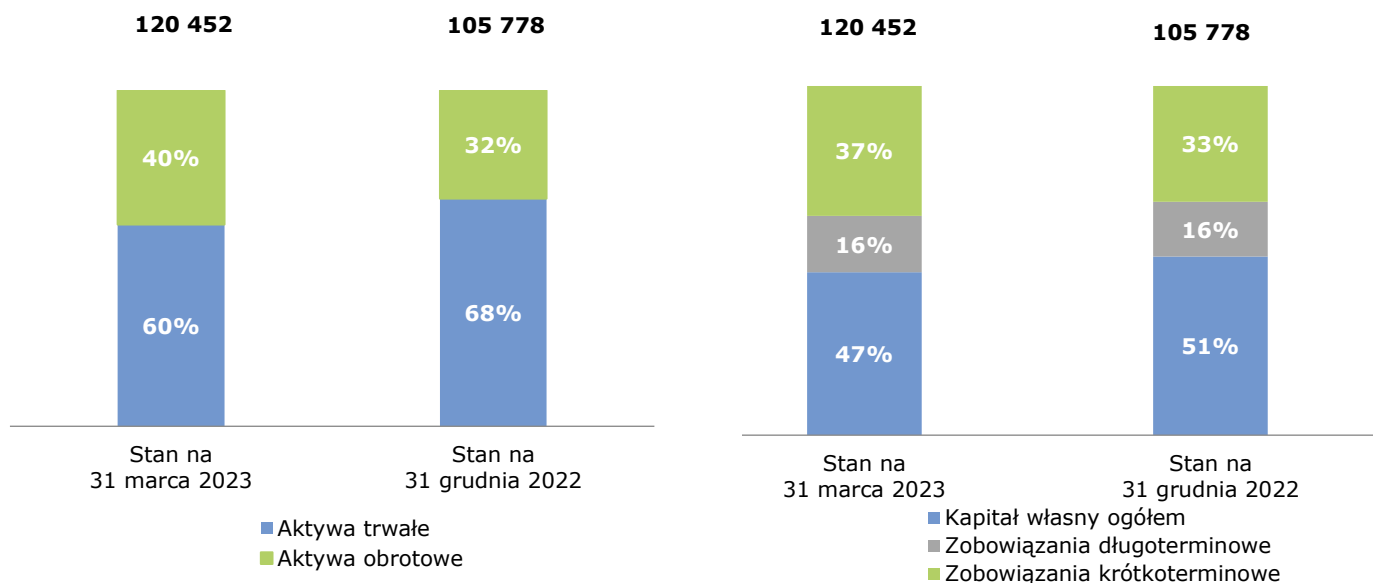
⁴Z uwzględnieniem korekty marży na prawach majątkowych (PM) na GK PGE; bez doszacowania kosztów różnicy bilansowej.

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; bez doszacowania kosztów różnicy bilansowej.

⁶Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia rezerwy na prosumentów (zdarzenie jednorazowe).

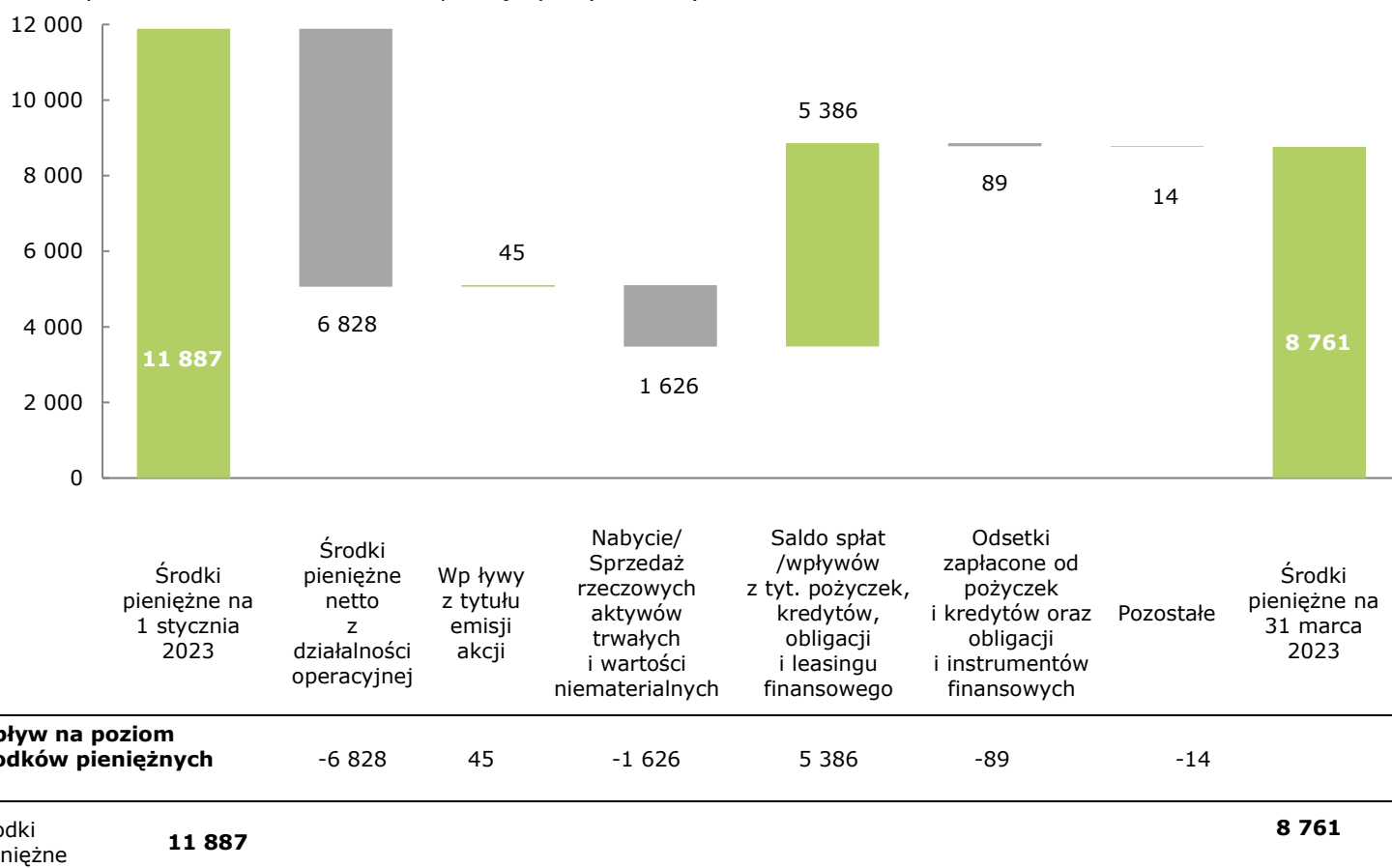
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

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



SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPLÝWÓW PIENIĘŻNYCH

Wykres: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE W SEGMENTACH DZIAŁALNOŚCI



**Energetyka
Konwencjonalna**

Ciepłownictwo

**Energetyka
Odnawialna**

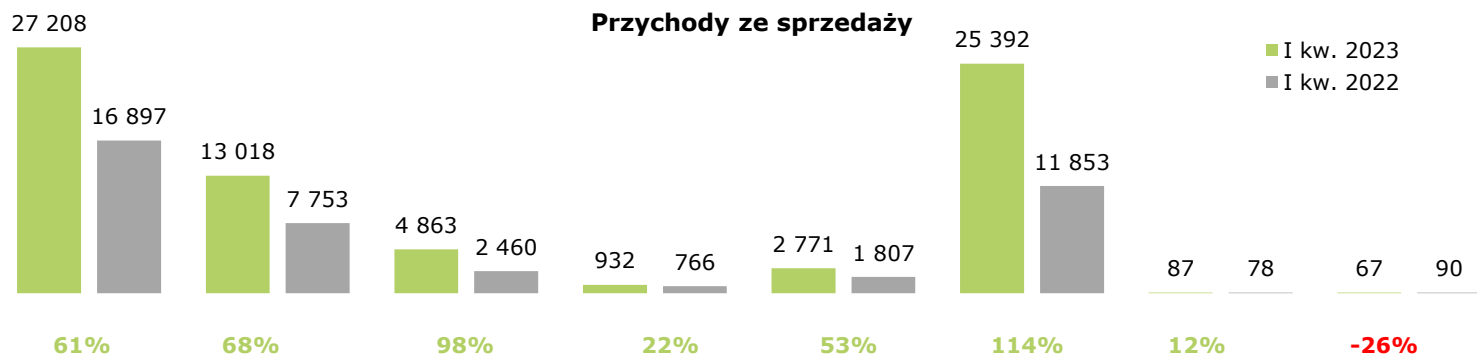
Dystrybucja

Obrót⁵

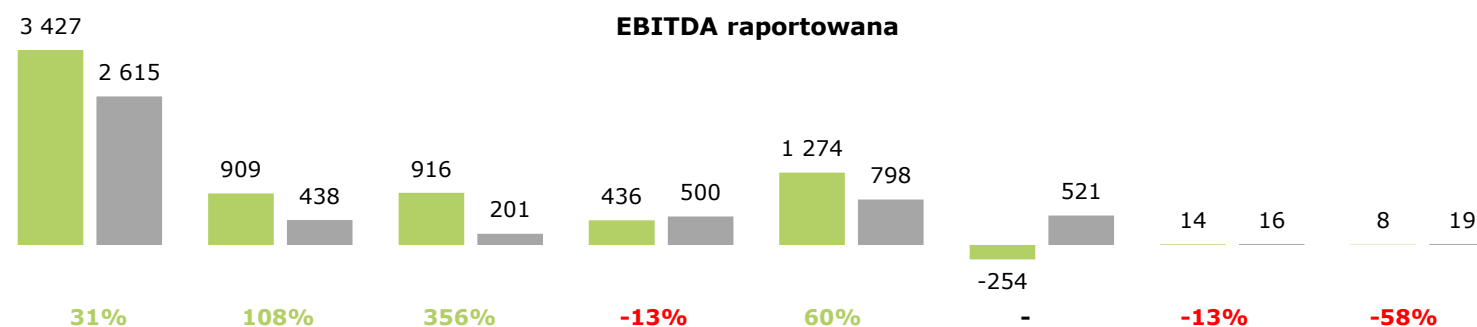
**Gospodarka
Obiegu
Zamkniętego**

**Pozostała
Działalność**

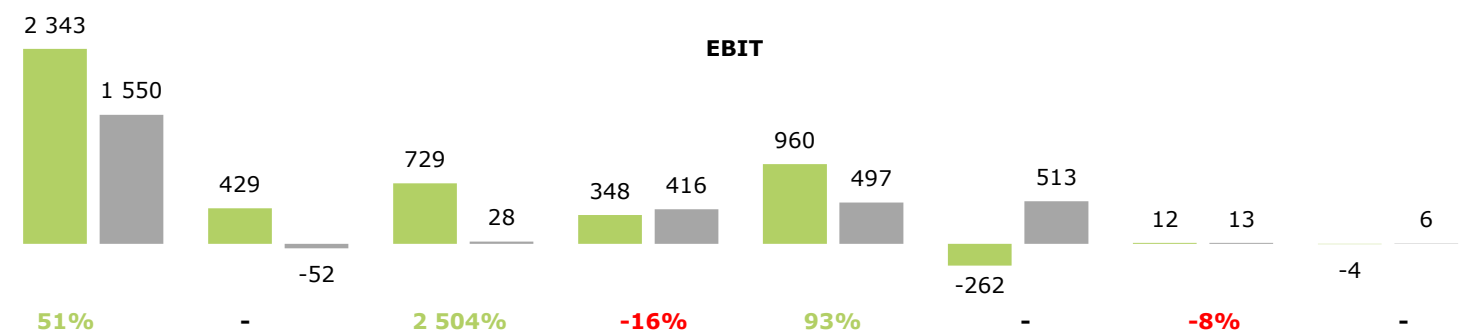
Przychody ze sprzedaży



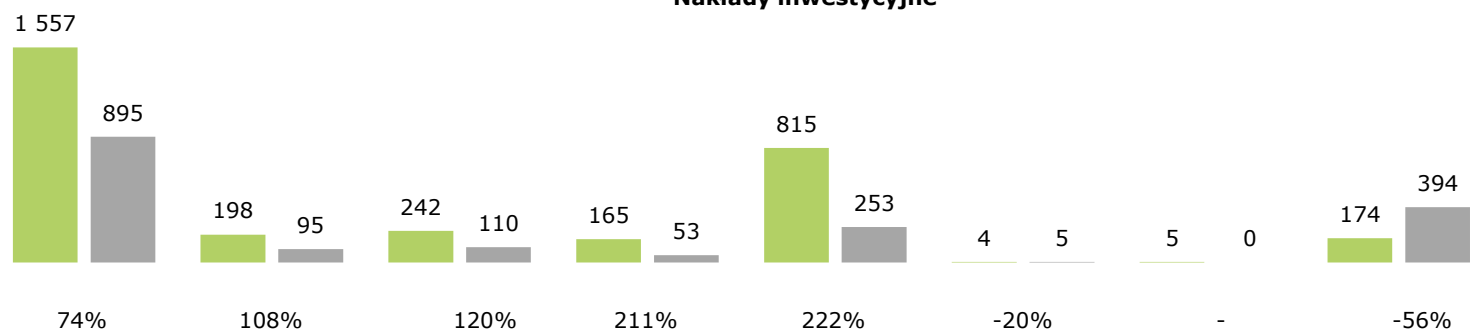
EBITDA raportowana



EBIT



Nakłady inwestycyjne



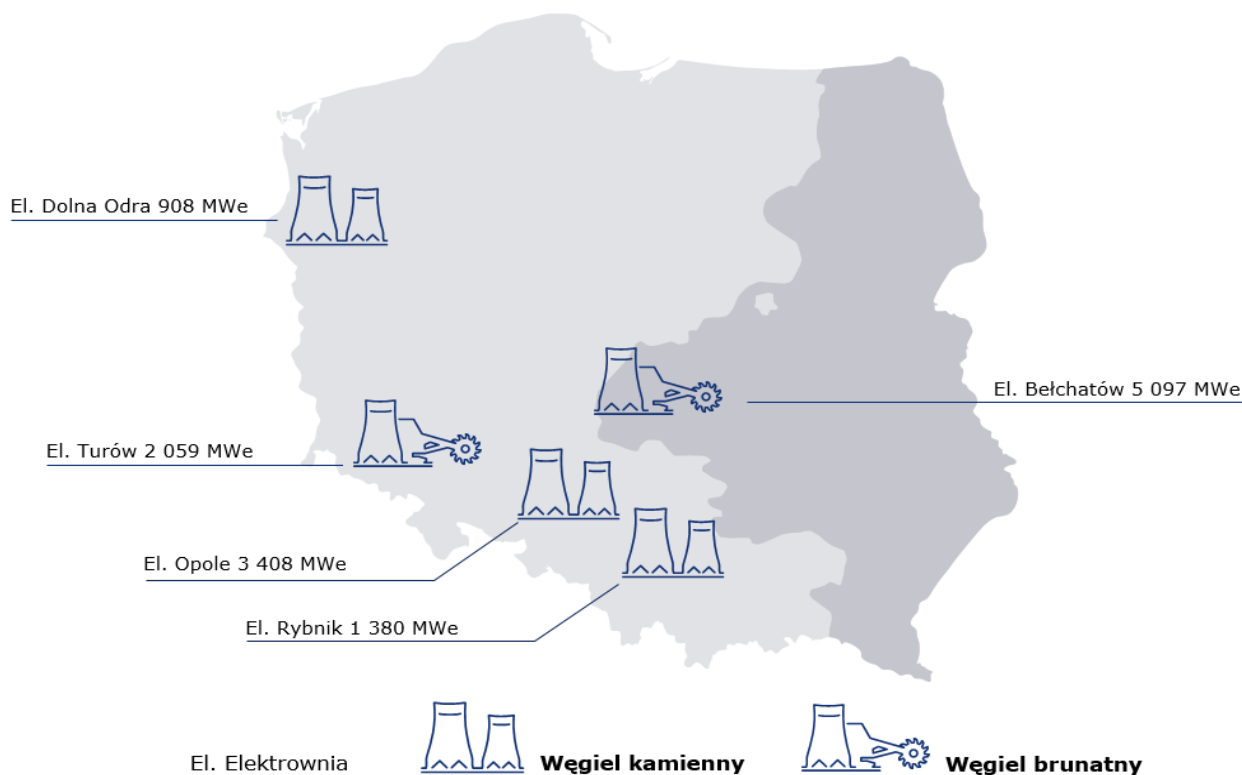
⁵ Dane przekształcone.

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 96%⁶ krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii elektrycznej – wytwarza ok. 30%⁷ krajowej produkcji energii elektrycznej brutto. Produkcja oparta jest na węglu brunatnym, wydobywanym z własnych kopalni oraz węgla kamiennym.

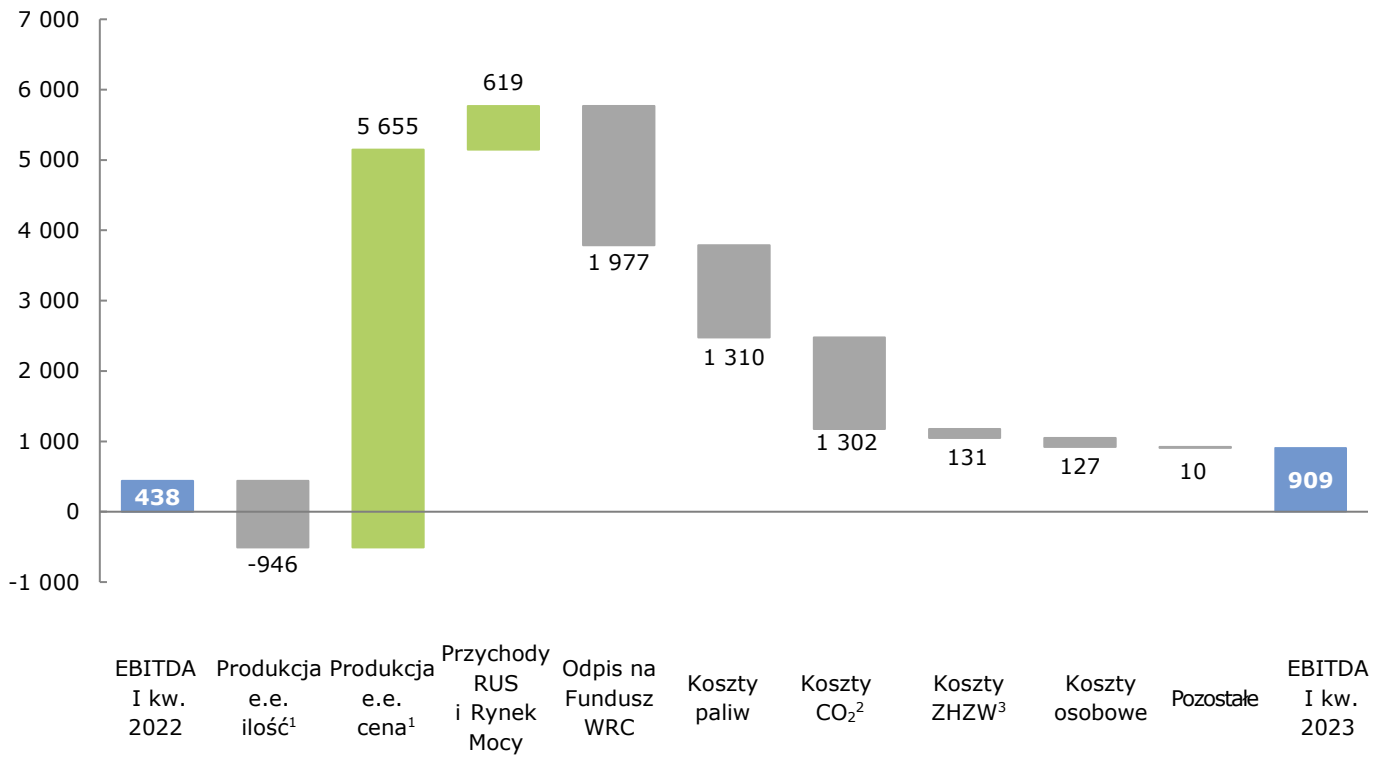
Wykres: Główne aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna i ich moc zainstalowana.



⁶ Wyliczenia własne w oparciu o dane GUS.

⁷ Wyliczenia własne w oparciu o dane PSE S.A.

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



Odchylenie	-946	5 655	619	-1 977	-1 310	-1 302	-131	-127	-10	
EBITDA I kw. 2022	438	6 153	569	0	537	4 264	266	702	515	
EBITDA I kw. 2023		10 862	1 188	1 977	1 847	5 566	397	829	525	909

¹Ujęcie zarządcze.

²Koszty pomniejszone o odsprzedaż nadwyżek CO₂ powstałych w wyniku redukcji PSE S.A. i działań handlowych.

³ZHZW - Umowa o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi.

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 501 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 5 655 mln PLN; niższego wolumenu sprzedaży o 2,1 TWh, co wpłynęło na pomniejszenie przychodów o ok. 946 mln PLN.
- **Wyższe przychody z RUS**, głównie z wyższych rozliczeń z OSP z tytułu realokacji produkcji energii elektrycznej pomiędzy oddziałami PGE GIEK S.A. w ramach Rynku Bilansującego oraz **wyższy wynik uzyskany z Rynku Mocy** na skutek wyższej stawki obowiązku mocowego oraz wyższego udziału mocy PGE GIEK S.A. w sumie mocy GK PGE.
- **Odpis na Fundusz WRC**, który nie występował w okresie porównywalnym.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego, na skutek istotnie wyższej ceny tego paliwa. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO₂** spowodowane wyższym średnim kosztem CO₂ o 153 PLN/t r/r. Główne odchylenia zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty ZHZW**, głównie w związku z wyższą średnią ceną e.e.

- **Wyższe koszty osobowe**, głównie w związku z realizacją porozumień zawartych ze stroną społeczną.

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

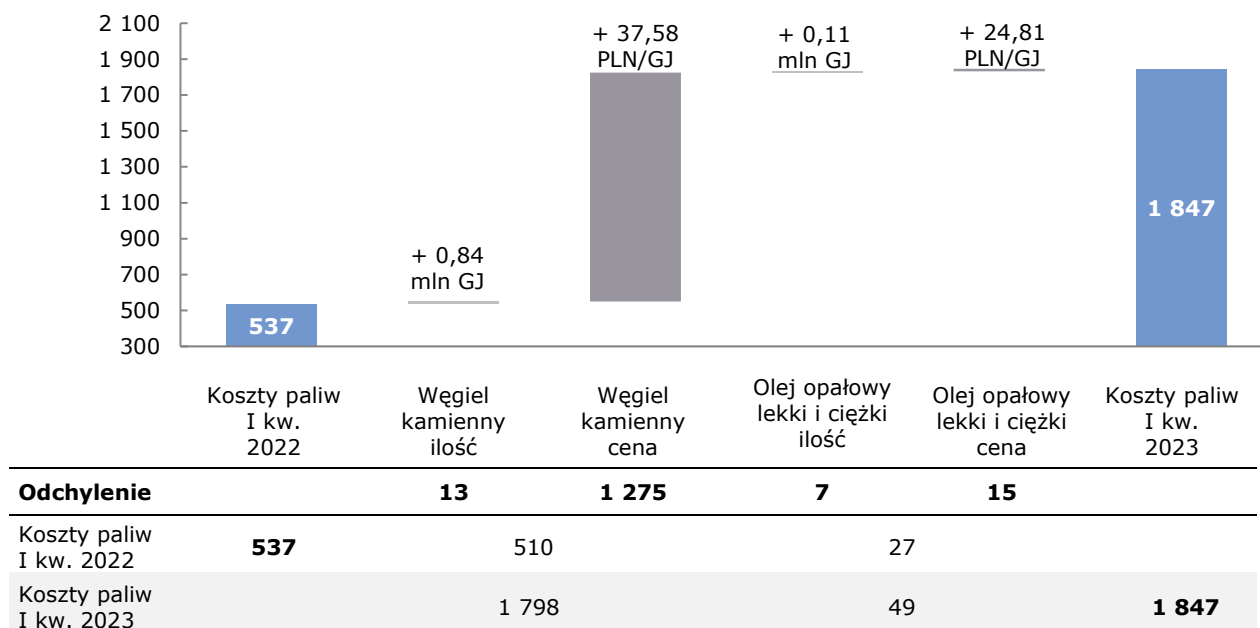


Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

Rodzaj paliwa	I kw. 2023		I kw. 2022	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 533	1 798	1 532	510
Olej opałowy lekki i ciężki	14	49	11	27
Razem		1 847		537

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

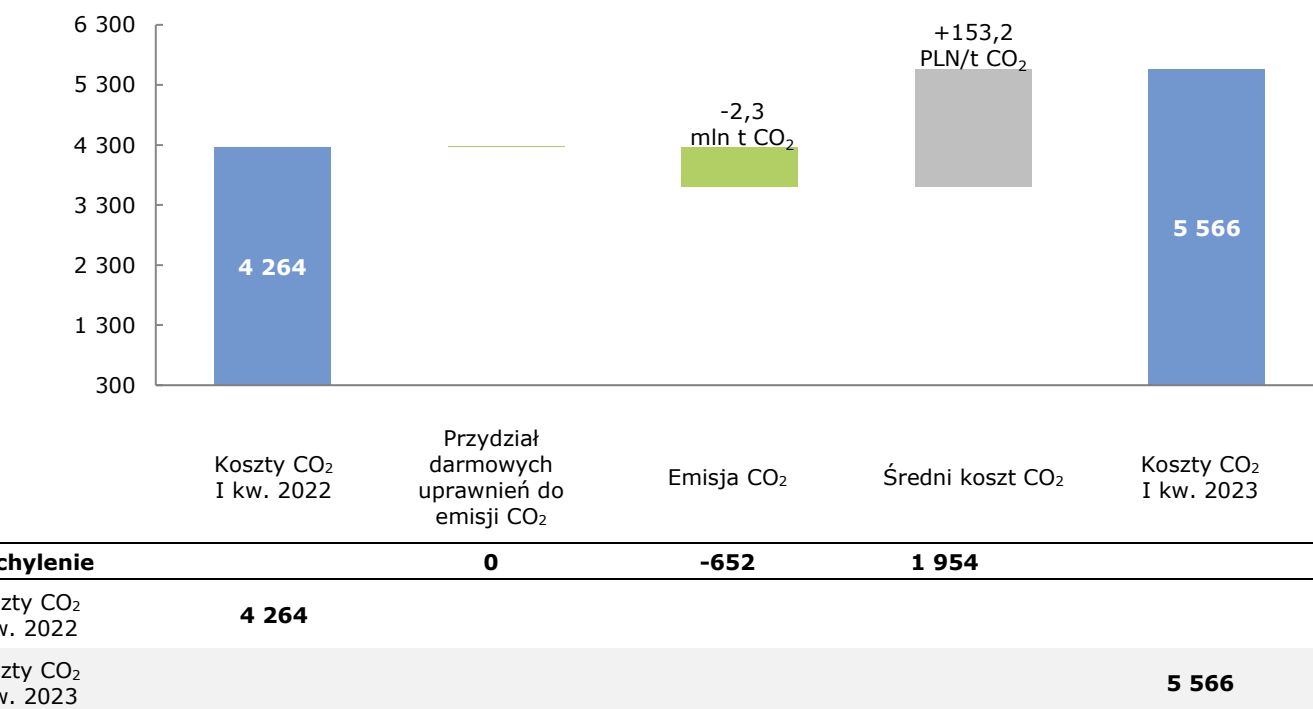


Tabela: Dane dotyczące kosztów CO₂ w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

Dane dot. CO ₂	I kw. 2023	I kw. 2022	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂ (tony)	15 682	15 503	1%
Emisja CO ₂ (tony)	12 774 471	15 079 259	-15%
Średni koszt CO ₂ (PLN/t CO ₂) ¹	436,3	283,1	54%

¹Ujęcie zarządcze.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna

mln PLN	I kw. 2023	I kw. 2022	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	177	89	99%
Rozwojowe	4	0	-
Modernizacyjno-odtworzeniowe	173	89	94%
Pozostałe	21	6	250%
Razem	198	95	108%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA KONWENCJONALNA

- 5 stycznia 2023 roku przekazano Wykonawcy tj. INTEC sp. z o.o. teren budowy i rozpoczęto prace związane z realizacją umowy pn. „**Budowa wytwornicy pary w Elektrowni Rybnik**”.
- 3 lutego 2023 roku uprawomocniła się wydana 20 stycznia 2023 roku decyzja środowiskowa dla instalacji zabudowy **Stacji Rozruchowej w Elektrowni Dolna Odra**.
- 28 lutego 2023 roku zakończono test instalacji pilotażowej II stopnia odwróconej osmozy w **Przemysłowej Oczyszczalni Ścieków w Elektrowni Turów**.
- 15 marca 2023 roku po przeprowadzonych pomiarach gwarancyjnych na **Instalacjach Odsiarczania Spalin (IOS) Elektrowni Bełchatów** potwierdzono osiągnięcie wymaganych parametrów technicznych.
- W okresie 7-21 marca 2023 roku zakończono wykonanie i odebrano fundament komina budynku kotłowni rozruchowej oraz budynku rozdzielni i transformatora dla zadania „**Budowa wytwornicy pary w Elektrowni Rybnik**”.
- 23 marca 2023 roku w ramach zadania „**Budowa wytwornicy pary w Elektrowni Rybnik**” nastąpiła dostawa wytwornicy pary i posadowienie na fundamencie kotłowni.

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 EC Szczecin oraz z bloku biomasowego w EC Kielce.

Istotną pozycję w przychodach segmentu 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.

Na podstawie przepisów Ustawy o środkach nadzwyczajnych od grudnia 2022 roku wytwórcy energii elektrycznej zobowiązani są do dokonania **odpisu na Fundusz WRC**.

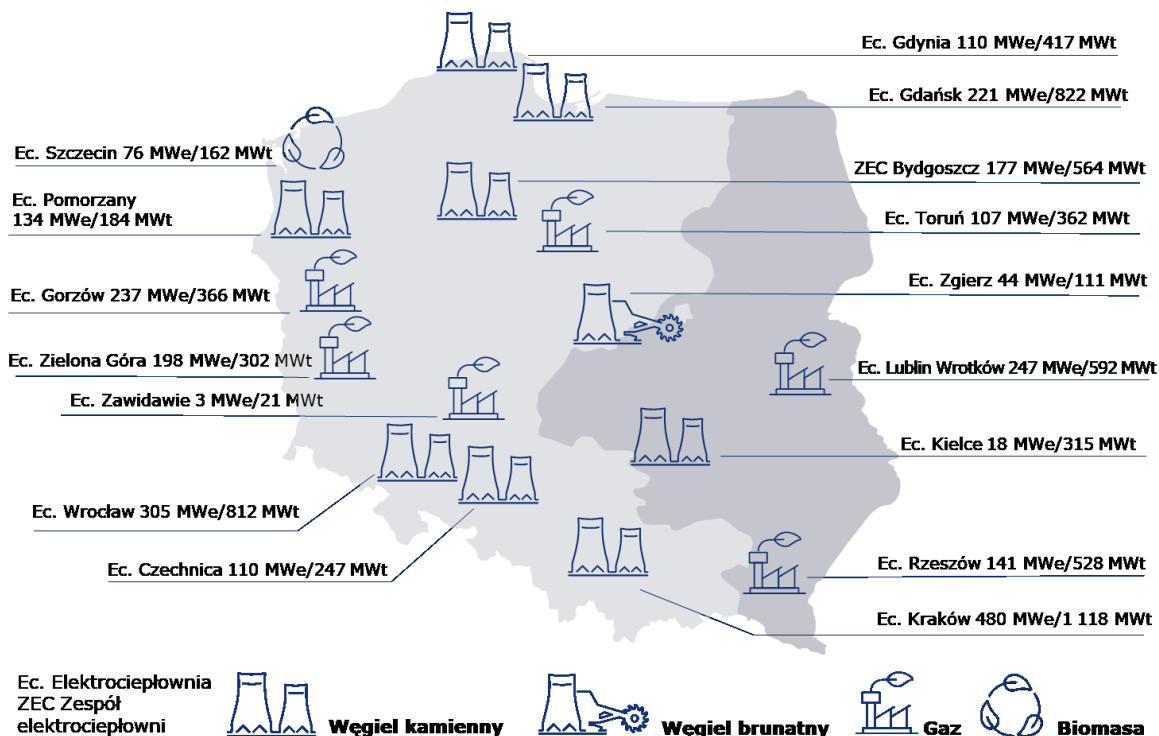
AKTYWA

W skład segmentu wchodzi spółki: PGE EC S.A., KOGENERACJA S.A., EC Zielona Góra S.A., PGE Toruń S.A., MEGAZEC sp. z o.o., EC Szczecin, EC Pomorzany oraz sieć ciepłownicza w Gryfinie.

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.

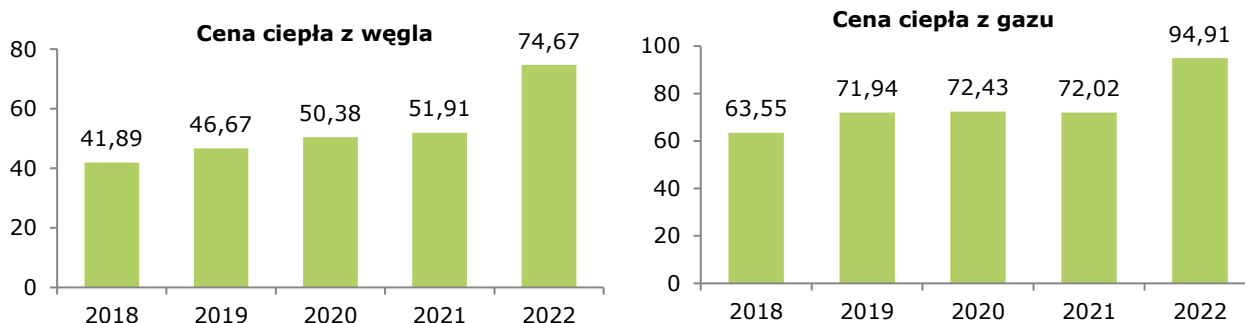
Wykres: Główne aktywa segmentu Ciepłownictwo i ich moc zainstalowana.



TARYFY W SEGMENTCIE CIEPŁOWNICTWO

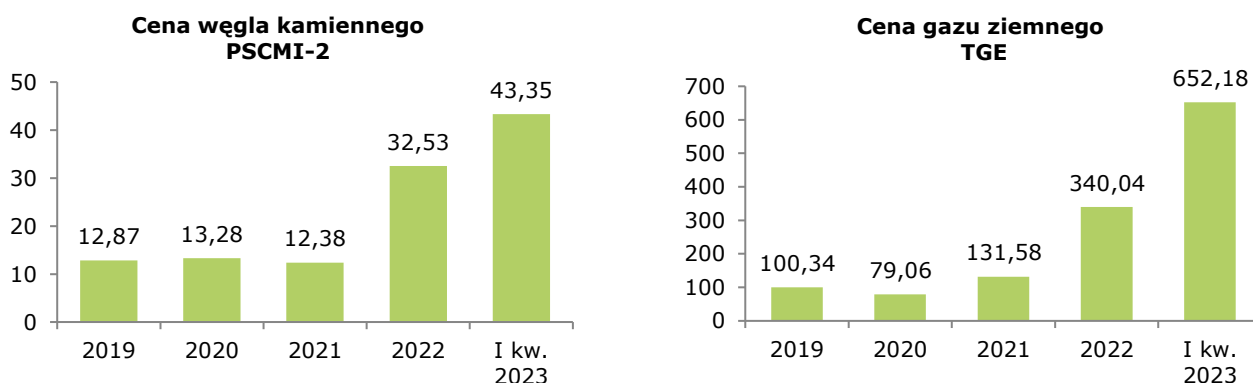
W związku z tym, że przychody ze sprzedaży ciepła dla elektrociepłowni są taryfowane w ramach tzw. metody uproszczonej, cechuje je względne opóźnienie w przenoszeniu kosztów (roczne lub dwuletnie). Bazują one bowiem na dynamice r/r średnich kosztów (uwzględniającej wykorzystywane paliwa) ponoszonych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

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



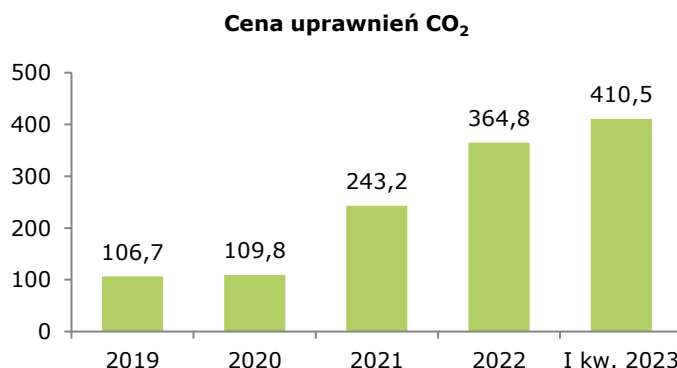
Źródło: URE.

Wykresy: Zmiany kosztów paliw – węgla kamiennego (PLN/GJ) – PSCMI-2⁸ i gazu (PLN/MWh) - TGE.



Źródło: ARP, TGE.

Wykres: Zmiana kosztów uprawnień do emisji CO₂⁹ (PLN/t).



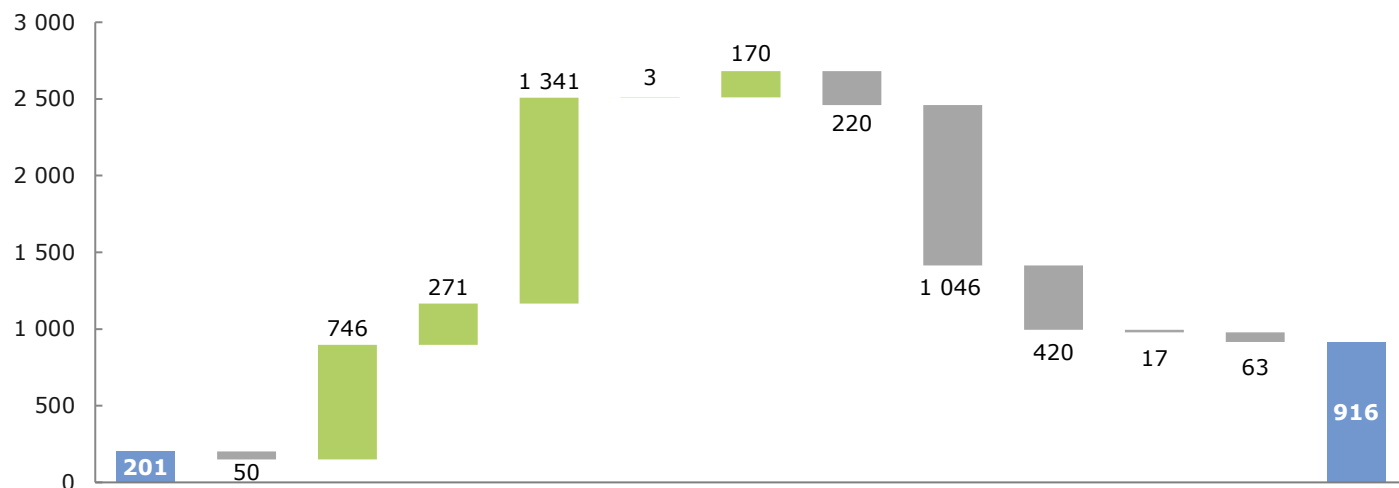
Źródło: ICE.

⁸ PSCMI-2 Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen miałów energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku ciepła.
⁹ Średnia arytmetyczna z notowań dziennych i miesięcznych w danym okresie (cena spot).

Referencyjna cena ciepła z węgla, odzwierciedlając wcześniejsze zwiększenie kosztów, wzrosła w 2022 roku o 44%. Jest to baza dla wzrostu cen ciepła dla jednostek kogeneracji ustalających taryfę w trakcie 2023 roku. W 2023 roku odnotowano natomiast średni rynkowy wzrost ceny węgla o 33%, z kolei średnia cena uprawnień do emisji CO₂ wzrosła o 13% w stosunku do 2022 roku.

Taryfy dla produkcji ciepła z gazu w 2023 roku ustalane są na bazie zmiany ceny referencyjnej, przy czym w 2023 roku obserwowane są już istotnie wyższe ceny gazu niż we wcześniejszych okresach. Ceny gazu w kontraktach terminowych na TGE kształtowały się na poziomie ok. 652 PLN/MWh (tj. wzrost o 92%).

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



	EBITDA I kw. 2022	Produkcja ciepła - ilość	Produkcja ciepła - cena ¹	Produkcja e.e. - ilość	Produkcja e.e. - cena ¹	Rynek Mocy	Przychody z tytułu wsparcia wysokospr. kogeneracji	Odpis na Fundusz WRC	Koszty paliw	Koszty CO ₂ ²	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I kw. 2023
Odchylenie		-50	746	271	1 341	3	170	-220	-1 046	-420	-17	-63	
EBITDA I kw. 2022	201	964		1 063		59	123	0	1 030	730	134	114	
EBITDA I kw. 2023		1 660		2 675		62	293	220	2 076	1 150	151	177	916

¹Wartość skorygowana o koszty umorzenia praw majątkowych.

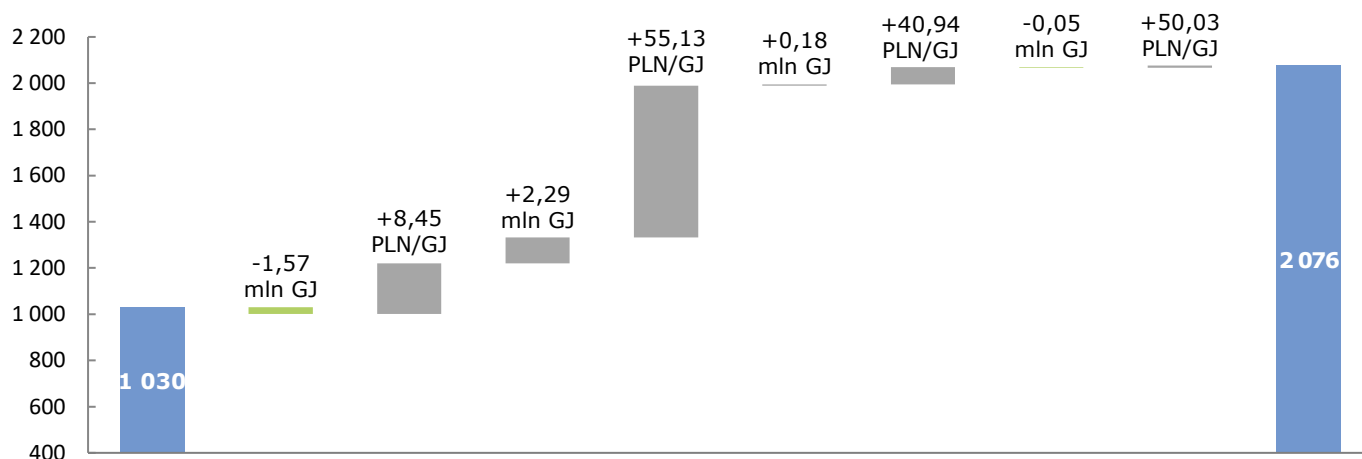
²Koszty pomniejszone o odsprzedaż nadwyżek CO₂ powstałych w wyniku redukcji PSE S.A. i działań handlowych.

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

- **Niższy wolumen produkcji ciepła netto** w I kwartale 2023 roku r/r, jest efektem wyższych temperatur zewnętrznych w porównaniu do analogicznego okresu 2022 roku. Średnie temperatury były wyższe o 0,5°C r/r, co przełożyło się na niższą o 1,1 PJ produkcję ciepła.
- **Wzrost cen sprzedaży ciepła**, jest wynikiem wzrostu taryf na ciepło dla elektrociepłowni w drugiej połowie 2022 roku, jako pochodnych opublikowania przez URE cen referencyjnych na wytwarzanie ciepła w jednostkach niebędących jednostkami kogeneracji oraz nowelizacji rozporządzenia taryfowego.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**, który wynika z: wyższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 476 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 1 341 mln PLN oraz wyższego wolumenu sprzedaży o 0,3 TWh, wpływający na wzrost przychodów o ok. 271 mln PLN.
- **Wyższe przychody z tyt. Rynku Mocy**, ze względu na wyższy wolumen mocy dyspozycyjnej.
- **Wyższe przychody z tyt. wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji**, ze względu na przyznanie wyższej premii kogeneracyjnej indywidualnej dla jednostek zasilanych gazem.
- **Odpis na Fundusz WRC**, który nie występował w okresie porównywalnym.

- **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.
- **Wyższy poziom pozycji pozostałe** wynika głównie z wyższych kosztów ZHZW, ze względu na wyższą średnią cenę sprzedaży e.e.

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



	Koszty I kw. 2022	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	Koszty I kw. 2023
--	-------------------	-----------------------	----------------------	-----------	----------	---------------	--------------	---	--	-------------------

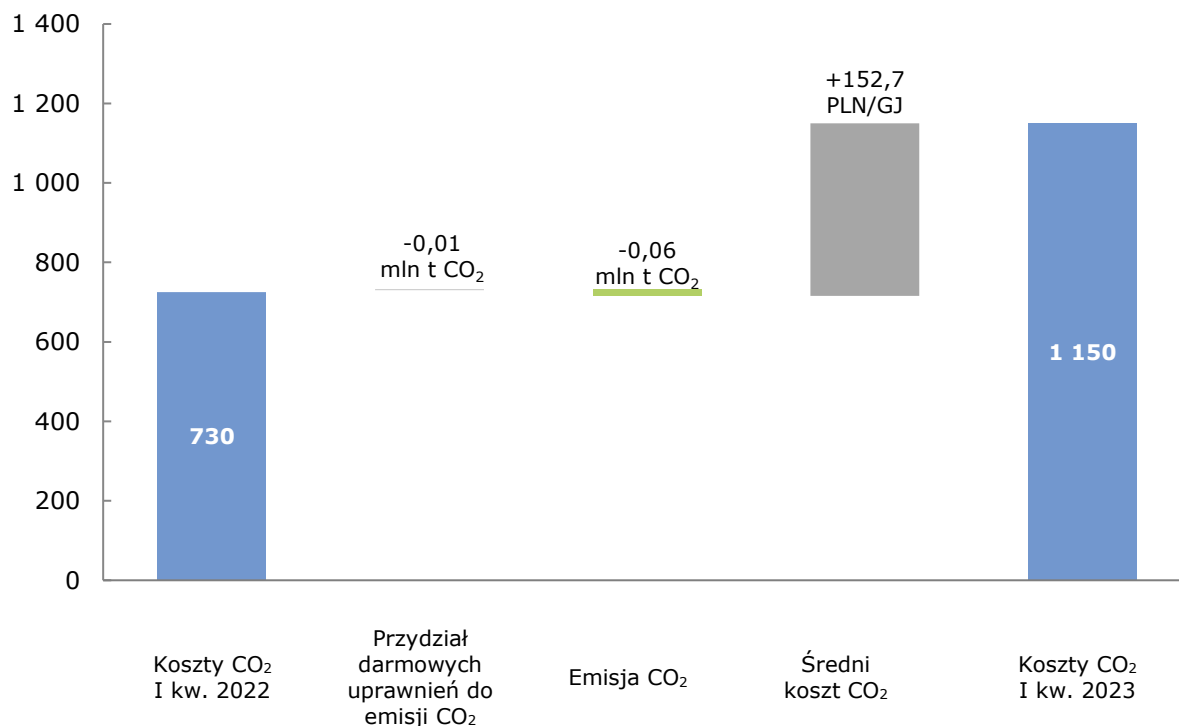
Odchylenie

		-28	218	112	657	6	75	-4	10	
Koszty paliw I kw. 2022	1 030	481		472		52		25		
Koszty paliw I kw. 2023		671		1 241		133		31		2 076

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	I kw. 2023		I kw. 2022	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 160	671	1 247	481
Gaz (tys. m ³)	383 169	1 241	322 011	472
Biomasa	220	133	205	52
Olej opałowy oraz pozostałe surowce	-	31	-	25
Razem		2 076		1 030

Wykres: Koszty CO₂ w segmencie Ciepłownictwo (mln PLN).



Odchylenie

2

-16

434

Koszty CO₂
I kw. 2022

730

Koszty CO₂
I kw. 2023

1 150

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO₂ w segmencie Ciepłownictwo.

Dane dot. CO ₂	I kw. 2023	I kw. 2022	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂ (tony)	240 393	247 209	-3%
Emisja CO ₂ (tony)	3 082 444	3 145 696	-2%
Średni koszt CO ₂ (PLN/t CO ₂) ¹	404,6	251,9	61%

¹Ujęcie zarządcze.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Ciepłownictwo.

mIn PLN	I kw. 2023	I kw. 2022	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	239	106	125%
Rozwojowe	216	76	184%
Modernizacyjno-odtworzeniowe	23	30	-23%
Pozostałe	3	4	-25%
Razem	242	110	120%

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 I kwartale 2023 roku zakończono montaż technologiczny kotłowni rezerwowo-szczytowej. Rozpoczęto przekazywanie kotłowni do rozruchu. Kontynuowane są prace montażowe kotłów odzysknicowych oraz instalacji pomocniczych.
- W **EC w Gorzowie Wielkopolskim, Lublinie i Rzeszowie** kontynuowano projekty budowy **kotłów szczytowo-rezerwowych**. W I kwartale 2023 roku kontynuowano realizację prac budowlanych: m.in. prace wykończeniowe budynków kotłowni i innych obiektów budowlanych. W Gorzowie i Lublinie kotły stacjonarne są posadowione na fundamentach od końca ubiegłego roku – trwają prace montażowe. Ponadto w Lublinie, w marcu 2023 roku dostarczono i posadowiono na fundamentach 5 kotłów mobilnych. W najbardziej zaawansowanym projekcie w EC Rzeszów, gdzie wcześniej już zrealizowano dostawy i posadowiono na fundamentach 6 kotłów gazowych, kontynuowano prace w zakresie wykończenia hali kotłów, budowy budynku elektrycznego i budowy gazociągu.
- W **EC Rzeszów** trwa budowa drugiej nitki Instalacji **Termicznego Przetwarzania Odpadów z Odzyskiem Energii (ITPOE)** o wydajności 80 tys. ton odpadów rocznie. W I kwartale 2023 roku prowadzone były prace projektowe i kontraktacja urządzeń. Dostawy urządzeń planowane są na drugą połowę 2023 roku.
- Realizowany jest program inwestycyjny w **EC Bydgoszcz I (EC I)** i **EC Bydgoszcz II (EC II)**:
 - **EC I:** trwa budowa czterech kotłów gazowych (sumaryczna moc cieplna 38 MWt). W marcu 2023 roku zakończono prace montażowe kotłów.
 - **EC II:** realizowana jest umowa dotycząca budowy źródła kogeneracyjnego w oparciu o 5 silników gazowych o łącznej mocy 52,6 MWe / 50,8 MWt oraz źródła ciepłowniczego rezerwowo – szczytowego. W I kwartale 2023 roku prowadzone były prace projektowe oraz prace przygotowawcze do rozpoczęcia prac obiektowych. W marcu 2023 roku uzyskano decyzję o pozwoleniu na budowę.
- 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 I kwartale 2023 roku zakończono prace konstrukcyjno-budowlane. Trwa montaż instalacji technologicznych.
- W **EC Kielce** 28 kwietnia 2023 roku nastąpiło przekazanie do eksploatacji nowej **kotłowni gazowej** o mocy 5x32 MWt. Kontynuowano także budowę układu kogeneracyjnego w oparciu o turbinę gazową o mocy 7,32 MWe i 12,42 MWt z kotłem odzysknicowym. Przekazanie bloku kogeneracyjnego do eksploatacji planowane jest w IV kwartale 2023 roku.

KLUCZOWY PROJEKT REALIZOWANY W 2023 ROKU

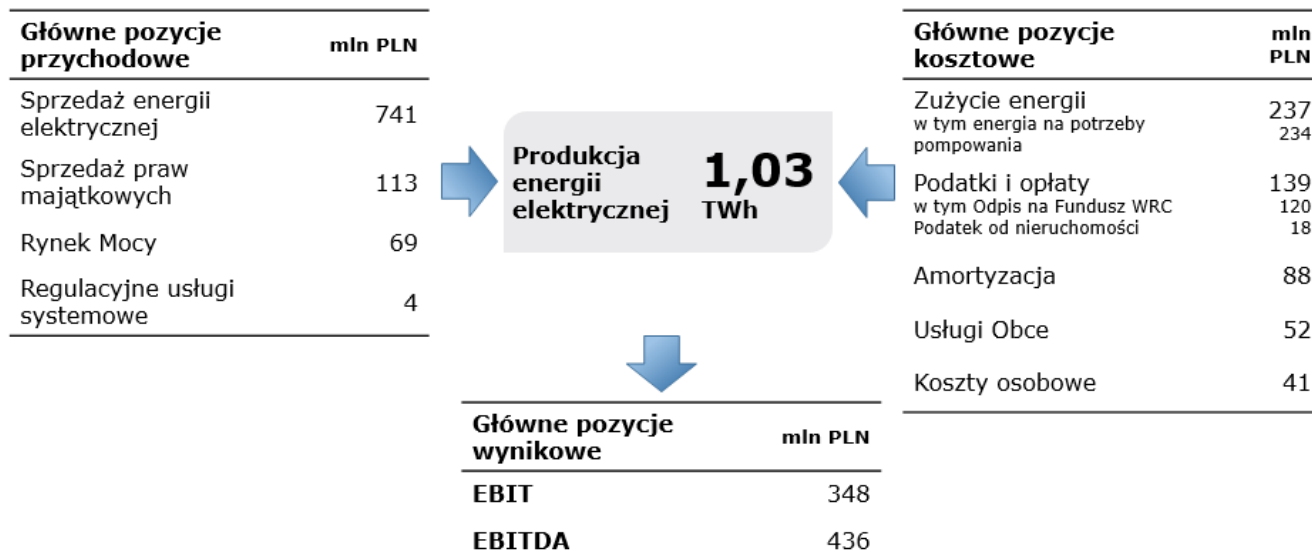
Cel projektu	Budżet ¹	Poniesione nakłady ¹	Nakłady poniesione w 2023 roku ¹	Paliwo/ sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa Nowej EC Czechnica	1,2 mld PLN	ok. 547 mln PLN	117 mln PLN	Gaz ziemny/ Kogeneracja 85%	Konsorcjum firm: Polimex Mostostal S.A. (Lider) / Polimex Energetyka 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

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

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. Na podstawie przepisów Ustawy o środkach nadzwyczajnych od grudnia 2022 roku wytwórcy energii elektrycznej zobowiązani są do dokonania odpisu na **Fundusz WRC**.

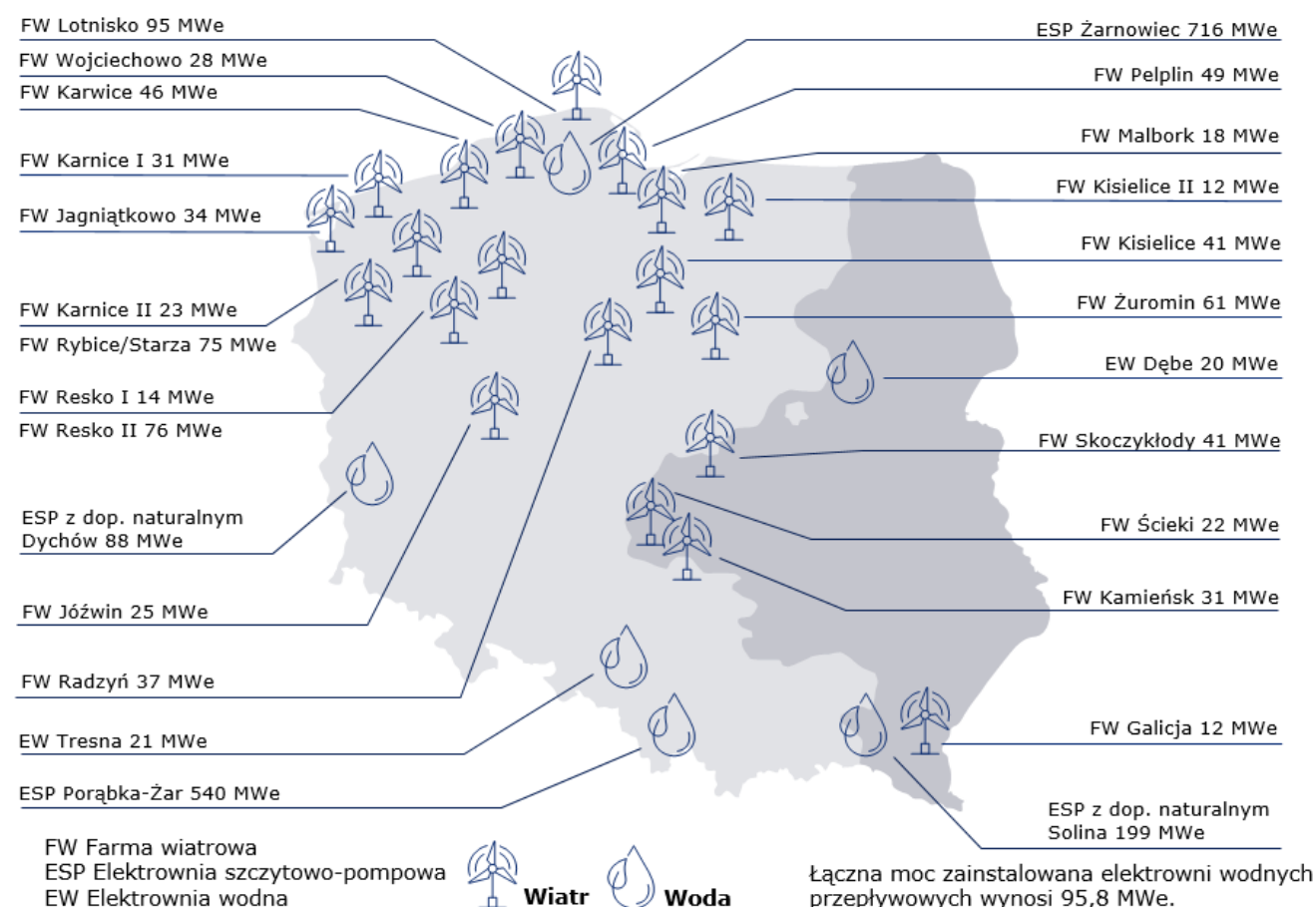
AKTYWA

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.

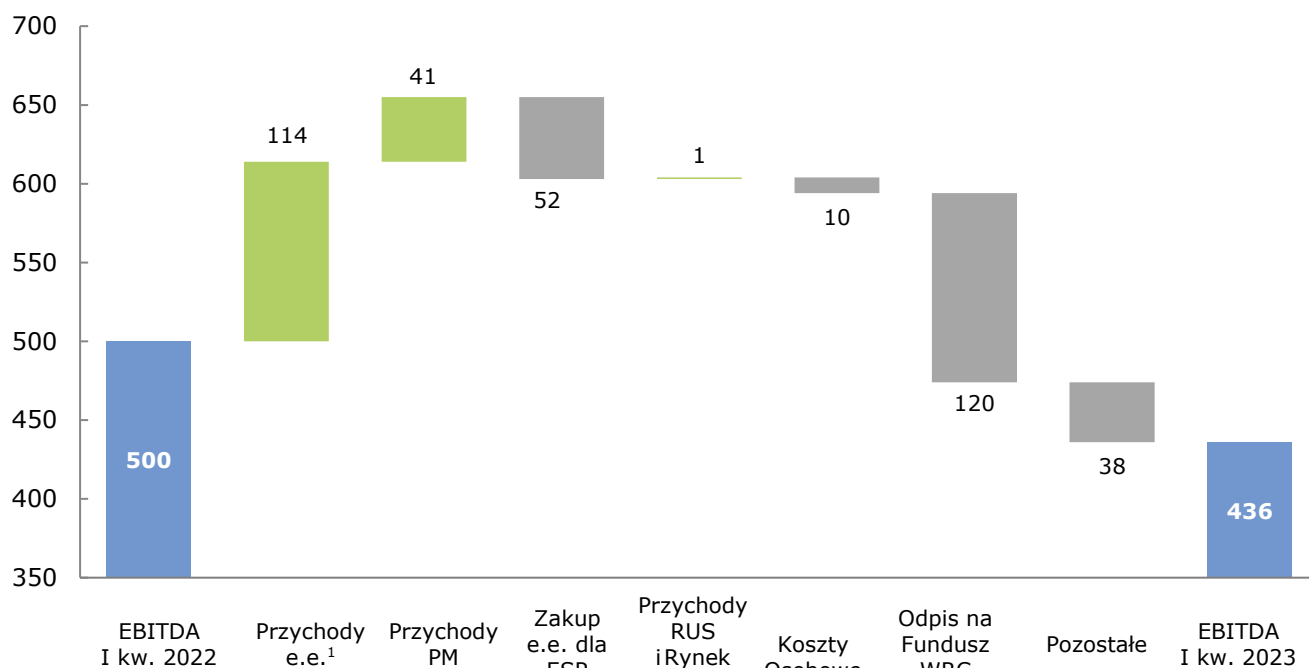
Na aktywa segmentu składa się:

- 20 farm wiatrowych,
- 24 elektrownie fotowoltaiczne,
- 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.



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



Odchylenie	114	41	-52	1	-10	-120	-38	
EBITDA I kw. 2022	500	627	72	182	72	31	0	58
EBITDA I kw. 2023	741	113	234	73	41	120	96	436

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

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 58 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o 62 mln PLN; wyższego wolumenu sprzedaży o 81 GWh, co wpłynęło na powiększenie przychodów o 52 mln PLN.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych**, które wynikają głównie z: wyższej średniej ceny sprzedaży o 70 PLN/MWh r/r, w wyniku czego przychody wzrosły o 36 mln PLN; wyższego wolumenu sprzedaży o 28 GWh, co wpłynęło na wzrost przychodów o 5 mln PLN.
- **Wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej na potrzeby pompowania** w elektrowniach szczytowo-pompowych w wyniku wyższej średniej ceny zakupu energii elektrycznej o 70 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost kosztów o 31 mln PLN oraz wyższego wolumenu zakupu o 46 GWh, wpływającego na wzrost kosztów o 21 mln PLN.
- **Wzrost kosztów osobowych** jest głównie efektem wyższego zatrudnienia ze względu na rozwój obszarów Energetyki Morskiej oraz Energetyki Odnawialnej.
- **Odpis na Fundusz WRC**, który nie występował w okresie porównywalnym.
- **Wyższy 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.

mIn PLN	I kw. 2023	I kw. 2022	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	162	51	218%
Rozwojowe	132	45	193%
Modernizacyjno-odtworzeniowe	30	6	400%
Pozostałe	3	2	50%
Razem	165	53	211%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA ODNAWIALNA

■ **Program Budowy Morskich Farm Wiatrowych:**

W zakresie rozwoju inwestycji w morskie farmy wiatrowe złożono do Ministerstwa Infrastruktury osiem wniosków o nowe pozwolenia lokalizacyjne dla elektrowni morskich na Morzu Bałtyckim. 4 postępowania zostały rozstrzygnięte na korzyść GK PGE a 4 jeszcze nie zostały zakończone. Ponadto Grupa PGE uzyskała 3 pozwolenia lokalizacyjne w 2012 roku, w oparciu o które przygotowuje inwestycje na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy ok. 3,5 GW (z czego 2,5 GW w JO z Ørsted). Prace prowadzone na tych obszarach realizowane są zgodnie z harmonogramem. 20 kwietnia 2023 roku Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o., zawarła z Siemens Gamesa Renewable Energy sp. z o.o. następujące umowy:

- umowę dostawy i instalacji morskich turbin wiatrowych, która obejmuje 107 turbin wiatrowych (14 MW każda) o łącznej mocy 1 498 MW;
- umowę serwisową i gwarancyjną na okres 5 lat od uruchomienia wszystkich turbin;
- umowę dostawy części zamiennych i narzędzi.

Celem strategicznym Grupy PGE w obszarze energetyki morskiej jest zbudowanie co najmniej 6,5 GW mocy do 2040 roku. Na Morzu Bałtyckim obecnie dostępnych jest 11 akwenów, natomiast Grupa PGE ubiega się o pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp w ramach 8 akwenów.

■ **Program Budowy Instalacji Fotowoltaicznych GK PGE:**

- trwa realizacja projektów o łącznej mocy ok. 200 MW, w tym czterech dużych farm PV: Gutki o mocy 12 MW, Huszlew o mocy 13 MW, Augustynka o mocy 25 MW i Jeziórko o mocy 100 MW, w których produkcja pierwszej energii elektrycznej nastąpi do końca 2023 roku.
- w I kwartale 2023 roku kontynuowano 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 2023 roku planowane jest uzyskanie pozwoleń na budowę dla projektów o łącznej mocy ok. 290 MW.

■ **Modernizacja wyposażenia technologicznego Elektrowni Wodnej Dębe**

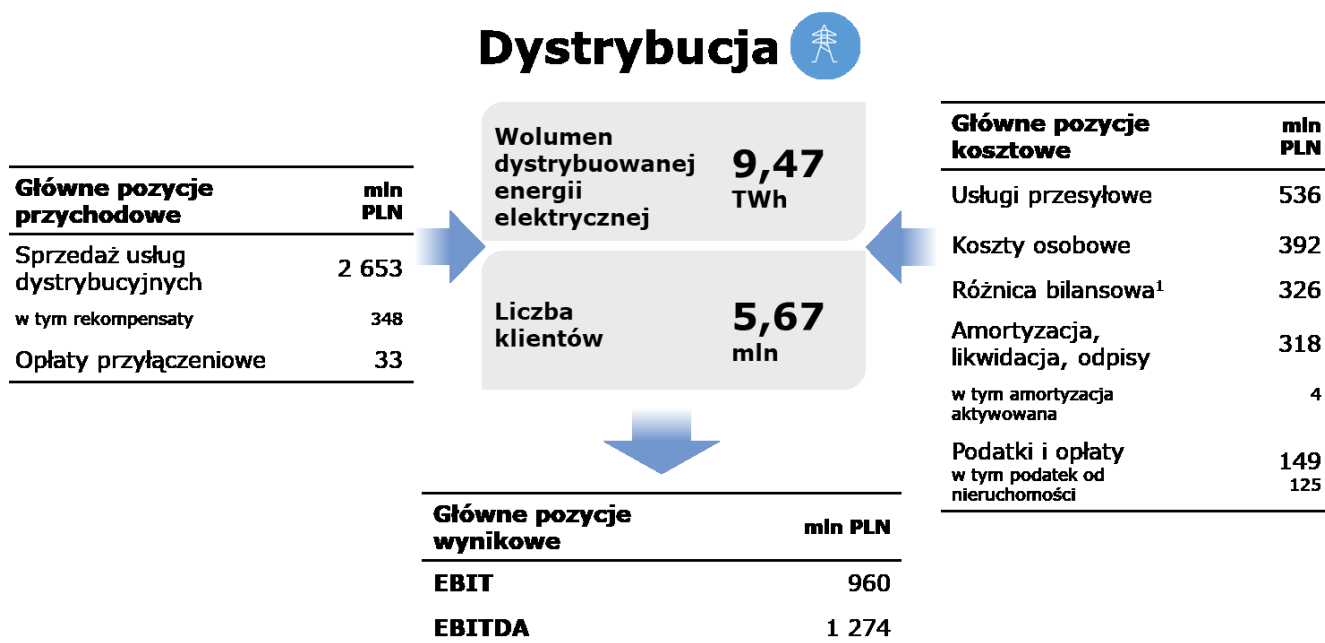
Prace projektowe prowadzone są przez Konsorcjum firm Elbis sp z o.o. i Ramb sp. z o.o. 27 stycznia 2023 roku nastąpiło przekazanie do eksploatacji hydrozespołu nr 3.

■ **Program Kompleksowej Modernizacji ESP Porąbka-Żar**

Trwa realizacja programu, która obejmuje swoim zakresem m.in. wymianę na nowe 4 hydrozespołów, pracujących od początku eksploatacji elektrowni, tj. od 1979 roku, modernizację ekranu asfaltobetonowego zbiornika górnego (ostatnia modernizacja w 1995 roku) oraz modernizacje odtworzeniowe na obiektach budowlanych toru wodnego. Przeprowadzenie inwestycji pozwoli wydłużyć eksploatację elektrowni o co najmniej 30 lat. Aktualnie realizowane są prace projektowe i prace przygotowawcze do rozpoczęcia prac obiektowych. Rozpoczęcie głównych prac modernizacyjnych jest planowane na 2024 rok.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – DYSTRYBUCJA

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



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.

Dodatkowo na podstawie przepisów Ustawy o środkach nadzwyczajnych od grudnia 2022 roku został wprowadzony system rekompensat dla spółek obrotu i dystrybucji z tytułu stosowania cen maksymalnych oraz upustów.

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. 5,7 mln klientów.
Wykres: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.



Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh)

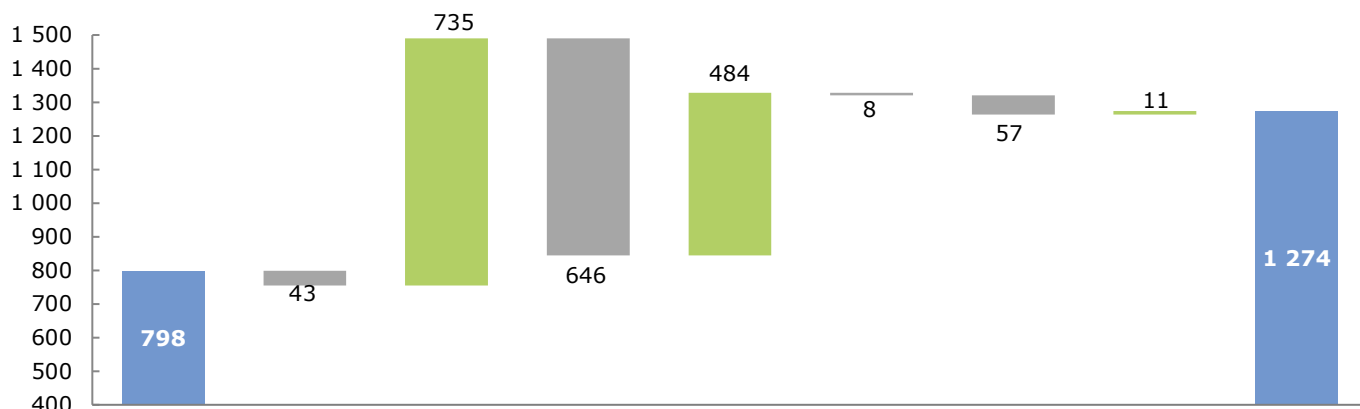
Taryfy	I kw. 2023	I kw. 2022	Zmiana %
Grupa taryfowa A	1,20	1,28	-6%
Grupa taryfowa B	3,56	3,83	-7%
Grupa taryfowa C+R	1,77	1,89	-6%
Grupa taryfowa G	2,94	2,79	5%
Razem	9,47	9,79	-3%

Tabela: Liczba klientów wg punktów poboru energii (szt.).

Taryfy	I kw. 2023	I kw. 2022	Zmiana %
Grupa taryfowa A	135	121	12%
Grupa taryfowa B	13 599	13 130	4%
Grupa taryfowa C+R	477 438	486 605	-2%
Grupa taryfowa G	5 178 581	5 105 007	1%
Razem	5 669 753	5 604 863	1%

KLUCZOWE CZYNNIKI WPLYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



Odchylenie	-43	735	-646	484	-8	-57	11	
EBITDA I kw. 2022	798	1 327	249	85	117	335	87	
EBITDA I kw. 2023		2 019	895	569	125	392	98	1 274

¹ Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A. oraz z uwzględnieniem przychodów z tytułu rekompensat.

² Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

³ Pozycja wpływająca ujemnie na segment Obrót, neutralna dla GK PGE.

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

- **Spadek wolumenu dystrybuowanej** energii elektrycznej o 0,32 TWh, wynikający głównie z mniejszego zapotrzebowania na energię elektryczną u odbiorców na wysokim i średnim napięciu. Dodatkowo nastąpił spadek liczby odbiorców wg punktu poboru energii w taryfie małych i średnich przedsiębiorstw oraz gospodarstw rolnych o 9,2 tys.
- **Wzrost stawek w Taryfie 2023** o 40,8 PLN/MWh w porównaniu do taryfy obowiązującej w ubiegłym roku w efekcie wzrostu kosztu różnicy bilansowej. Dodatkowo w pozycji uwzględnione zostały przychody z tytułu rekompensat związanych z ustawą ograniczającą wzrost cen energii elektrycznej w 2023 roku.
- **Wyższe koszty zakupu energii elektrycznej** na pokrycie różnicy bilansowej głównie spowodowane znaczącym wzrostem cen energii elektrycznej.
- **Pozytywny wpływ pozycji doszacowanie kosztów różnicy bilansowej** w wyniku zmiany cen energii elektrycznej. Doszacowanie ma neutralny wpływ na wyniki GK PGE.
- **Wzrost podatku od nieruchomości** wynikający z wyższych stawek podatkowych oraz wzrostu wartości budowli w efekcie realizacji inwestycji i rozbudowy sieci elektroenergetycznej.
- **Wzrost kosztów osobowych** w związku z rosnącymi kosztami zatrudnienia z powodu presji inflacyjnej.
- **Wzrost w pozycji pozostałe**, wynikający głównie z wyższych przychodów ze sprzedaży pozostałych usług dystrybucyjnych w zakresie energii biernej i przekroczenia mocy, w wyniku wzrostu stawek w Taryfie 2023.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja.

mIn PLN	I kw. 2023	I kw. 2022	Zmiana %
Rozwojowe	360	147	145%
Modernizacyjno-odtworzeniowe	448	103	335%
Pozostałe	7	3	133%
Razem	815	253	222%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE DYSTRYBUCJA

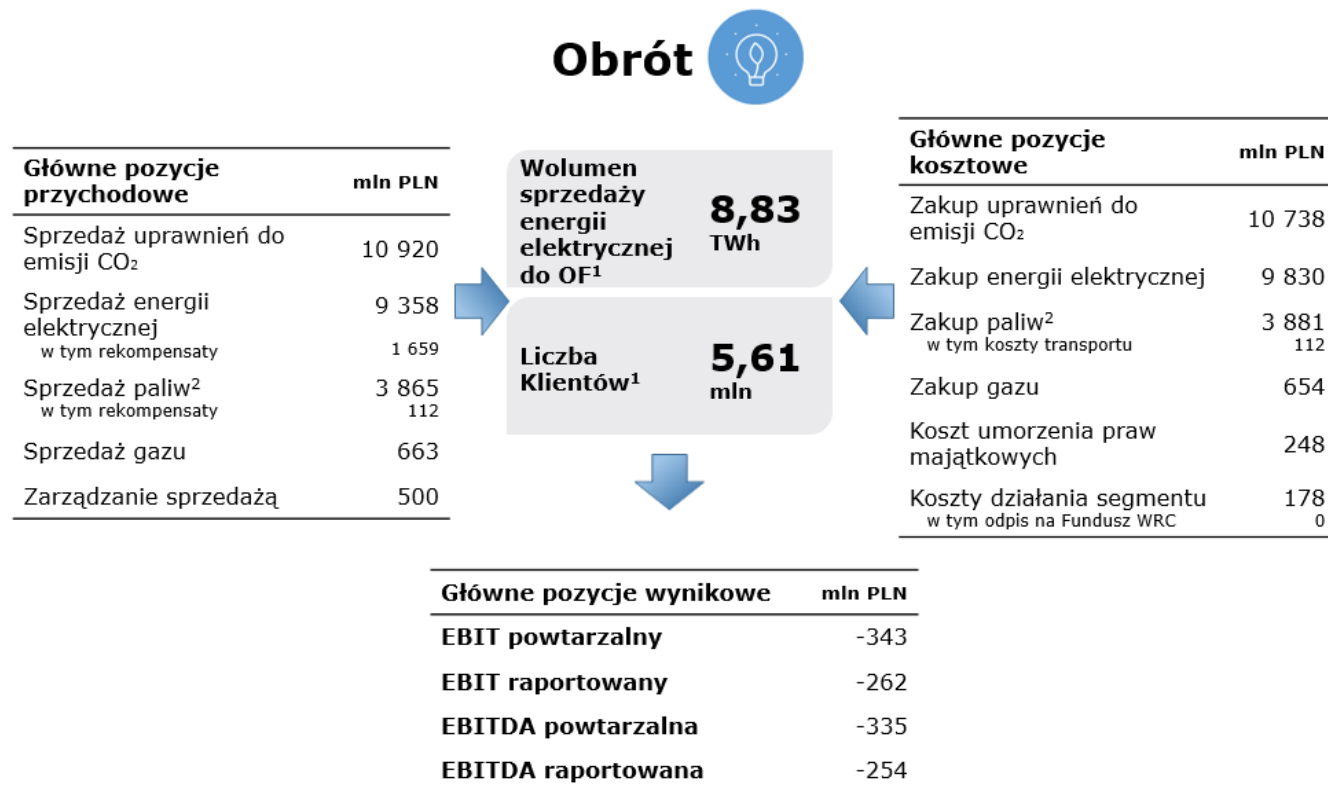
- **Przyłączanie nowych odbiorców:** realizowano Program przyłączenia nowych odbiorców (PNO) do sieci dystrybucyjnej, w ramach którego w 2023 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 339 mln PLN.
- **Program LTE450:** realizowano postępowania przetargowe na zakup i wdrożenie komponentów sieci rdzeniowej CORE LTE450 oraz zakup i wdrożenie komponentów sieci radiowej RAN LTE450 wraz z usługą wsparcia technicznego.
- **Program Kablowania:** Grupa PGE w I kwartale 2023 roku kontynuowała realizację Programu Kablowania sieci średniego napięcia (SN) do poziomu skablowania 30% sieci SN stanowiących własność PGE Dystrybucja S.A., ponosząc nakłady w wysokości 185 mln PLN. Od początku uruchomienia Programu w 2019 roku zrealizowano 2 437 km linii kablowych SN, natomiast w I kwartale 2023 roku zostało zrealizowane 149 km linii kablowych SN.
- **Projekt instalacji liczników zdalnego odczytu (LZO):** Realizacja Projektu ma charakter obligatoryjny i wynika z wymagań stawianych OSD przez Ustawodawcę w zmienionej ustawie Prawo energetyczne. W I kwartale 2023 roku realizowane były zadania mające na celu:
 - zakup liczników zdalnego odczytu dla odbiorców końcowych na lata 2023 – 2024,
 - zakup liczników i modemów na stacje SN/nN 2023 – 2025,
 - zakup usługi montażu liczników u odbiorców końcowych,
 - zakup usługi modernizacji i montażu liczników w stacjach SN/nN.

Zgodnie z zapisami ustawy OSD ma do 31 grudnia 2028 roku zainstalować LZO skomunikowane z systemem zdalnego odczytu, stanowiące co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych. Dyrektywa PE 2019/994 określa, że należy wyposażyć przynajmniej 80% odbiorców w LZO. PGE Dystrybucja S.A. podjęła decyzję o opomiarowaniu 100% odbiorców do 2030 roku. Uzasadnieniem wymiany liczników u wszystkich odbiorców do 2030 roku są przede wszystkim przesłanki związane z koniecznością zapewnienia równego traktowania odbiorców i zapewnienia jednolitego sposobu realizacji procesów biznesowych, zarówno w zakresie relacji z klientami, sprzedawcami, jak również w zakresie obsługi technicznej układów pomiarowych, co pozwoli również na maksymalizację korzyści projektowych.

- **Wdrożenie centralnych systemów CRM i Billing (Program NCB):** rozstrzygnięto postępowanie przetargowe na realizację zamówienia obejmującego wdrożenie kompleksowego, centralnego rozwiązania informatycznego wspierającego kluczowe procesy biznesowe w Grupie Kapitałowej PGE, realizowane przez PGE Obrót S.A. i PGE Dystrybucja S.A., składającego się z 2 systemów billingowych – odrębnych dla każdej ze spółek oraz systemu CRM dla PGE Obrót S.A. 29 kwietnia 2022 roku spółka PGE Systemy S.A. podpisała umowę z wyłonionym w przetargu wykonawcą A2 Customer Care z Grupy Atende - na wykonanie i wdrożenie systemu CRM Billing. Nowe rozwiązanie ma zastąpić działające obecnie systemy billingowe oraz systemy CRM do obsługi klientów Grupy PGE. Z końcem roku nastąpiło przejście zadania inwestycyjnego z etapu analizy do etapu wdrożenia. W I kwartale 2023 roku realizowane były prace wdrożeniowe etapu pilotażowego. Przebieg prac jest zgodny z zaplanowanym harmonogramem.

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.



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

²Ujęcie zarządcze

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 gazu ziemnego oraz paliw**, w tym głównie: miału węglowego i węgla grubego, realizowaną przez PGE Paliwa sp. z o.o.

Dodatkowo na podstawie przepisów Ustawy o środkach nadzwyczajnych od grudnia 2022 roku został wprowadzony system rekompensat dla spółek obrotu z tytułu stosowania cen maksymalnych oraz upustów. Jednocześnie przedsiębiorcy wykonujący działalność w zakresie obrotu energią elektryczną są zobowiązani do dokonania **odpisu na Fundusz WRC**.

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.

WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

Tabela: Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych (TWh)¹.

Taryfy	I kw. 2023	I kw. 2022	Zmiana %
Grupa taryfowa A	1,61	1,76	-9%
Grupa taryfowa B	2,94	3,12	-6%
Grupa taryfowa C+R	1,73	1,61	7%
Grupa taryfowa G	2,55	2,60	-2%
Razem	8,83	9,09	-3%

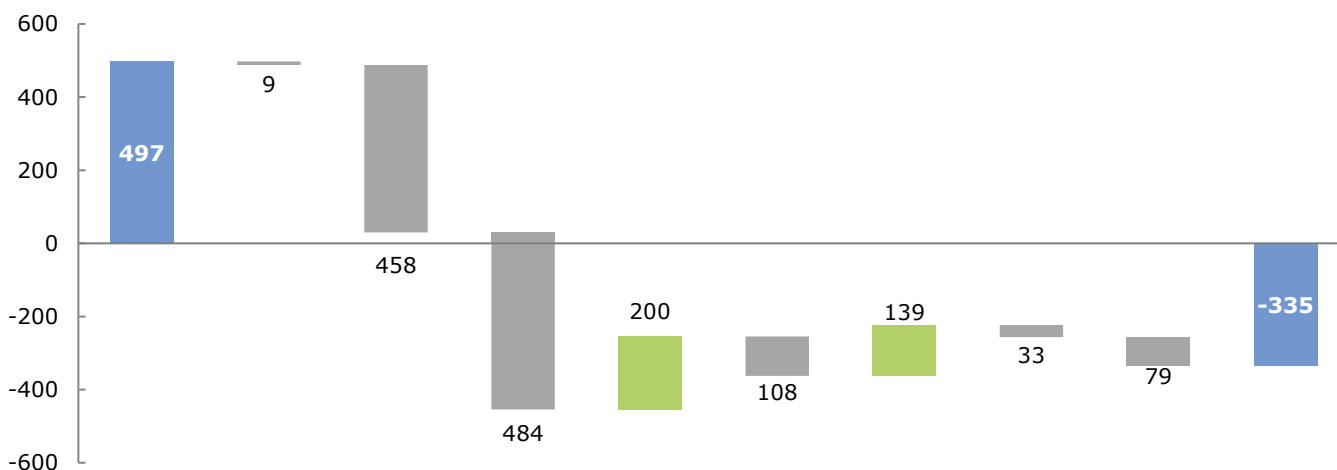
¹Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

Tabela: Liczba klientów wg punktów poboru energii (szt.)¹.

Taryfy	I kw. 2023	I kw. 2022	Zmiana %
Grupa taryfowa A	155	149	4%
Grupa taryfowa B	11 353	11 047	3%
Grupa taryfowa C+R	421 500	409 380	3%
Grupa taryfowa G	5 179 763	5 036 960	3%
Razem	5 612 771	5 457 536	3%

¹Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

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



Odchylenie	EBITDA I kw. 2022	Wynik na e.e. ilość	Wynik na e.e. marża	Doszacow. kosztów różnicy bilansowej ¹	Przychody z działalności na rzecz segmentów w GK PGE	Wynik na sprzedaży gazu oraz innych paliw	Wynik na sprzedaży CO ₂	Koszty osobowe	Pozostałe ²	EBITDA I kw. 2023
		-9	-458	-484	200	-108	139	-33	-79	
EBITDA raportowana I kw. 2022	521									
Zdarzenia jednorazowe I kw. 2022	24									
EBITDA powtarzalna I kw. 2022	497	294		85	349	102	44	102	105	
EBITDA powtarzalna I kw. 2023		-173		569	549	-6	183	135	184	-335
Zdarzenia jednorazowe I kw. 2023										81
EBITDA raportowana I kw. 2023										-254

¹Pozycja wpływająca dodatnio na segment Dystrybucja, neutralna dla GK PGE.

²Pozycja bez uwzględnienia wpływu rozwiązania rezerwy na prosumentów oraz korekty szacunku odpisu na Fundusz WRC za 2022 rok w spółce PGE Obrót S.A. (zdarzenia jednorazowe)

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

Zdarzenia jednorazowe	I kw. 2023	I kw. 2022	Zmiana %
Korekta szacunku odpisu na Fundusz WRC za 2022 rok w spółce PGE Obrót	81	0	-
Rozwiązanie rezerwy na prosumentów ¹	0	24	-
Razem	81	24	238%

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 2022 roku rozwiązano całość rezerwy na prognozowaną stratę na sprzedaży energii elektrycznej do prosumentów.

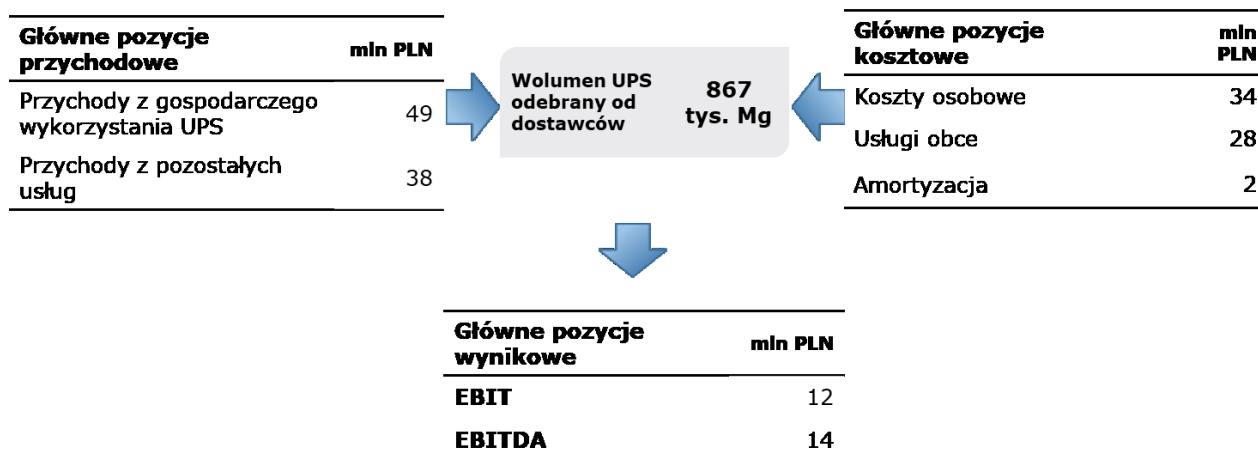
Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Obrót r/r były:

- **Niższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej** jest głównie efektem niższej marży na sprzedaży na produktach taryfowych.
- **Negatywny wpływ pozycji doszacowanie różnicy bilansowej** w wyniku zmiany cen energii elektrycznej. Doszacowanie ma neutralny wpływ na wyniki GK PGE.
- **Wzrost przychodów z działalności wewnątrz GK PGE** wynikający ze wzrostu przychodów z tytułu umowy o ZHZW, co jest konsekwencją wyższej wartości obrotu energią elektryczną objętą zarządzaniem.
- **Niższy wynik na sprzedaży gazu oraz innych paliw** to efekt ujęcia korekty wyniku PGE Paliwa sp. z o.o. za 2022 rok.
- **Wyższy wynik na sprzedaży CO₂** głównie w efekcie wyższej wyceny przejściowej kontraktów terminowych CO₂.
- **Wyższe koszty osobowe** w efekcie zmian organizacyjnych oraz w związku z prowadzonym procesem zmiany wynagrodzeń.
- **Zmiana wartości na pozycji Pozostałe** głównie w efekcie wyższych kosztów rozliczenia z prosumentami.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – GOSPODARKA OBIEGU ZAMKNIĘTEGO

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.

Gospodarka Obiegu Zamkniętego

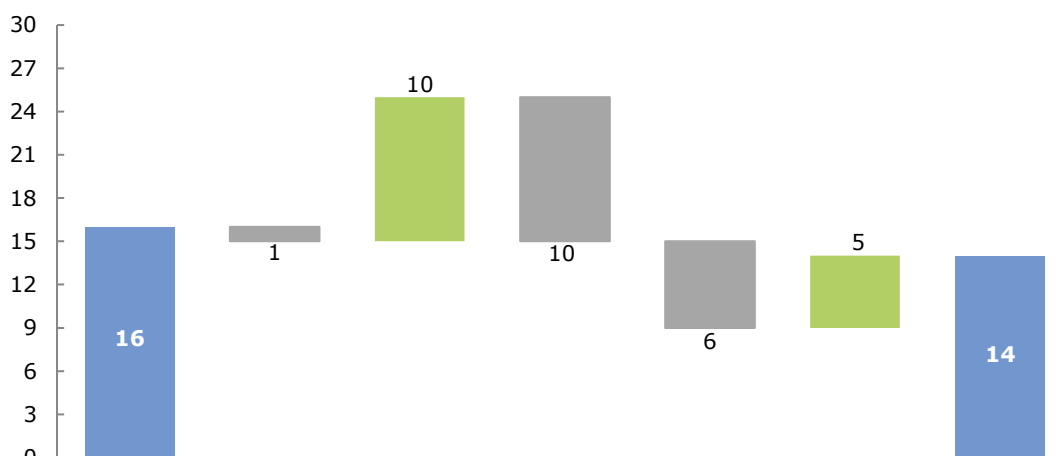


Od początku 2021 roku w strukturach Grupy PGE funkcjonuje nowy segment operacyjny Gospodarka Obiegu Zamkniętego (GOZ). W skład segmentu wchodzi spółki: PGE Ekoserwis S.A., EPORE S.A., ZOWER sp. z o.o. Gospodarowanie UPS w Grupie PGE prowadzi do wykorzystywania odpadów jako pełnowartościowych substancji 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.

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



	EBITDA I kw. 2022	Przychody ze sprzedaży UPS	Przychody ze sprzedaży usług	Koszty osobowe	Usługi obce	Pozostałe	EBITDA I kw. 2023
Odchylenie		-1	10	-10	-6	5	
EBITDA I kw. 2022	16	50	28	24	22	16	
EBITDA I kw. 2023		49	38	34	28	11	14

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 oraz realizacją niższej ceny sprzedaży.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży usług**, co jest wynikiem szerszego zakresu prowadzonych prac oraz wyższych kosztów pracowników usługowych.
- **Wyższy poziom kosztów osobowych** to głównie efekt prowadzonego procesu zmiany wynagrodzeń.
- **Wyższe koszty usług obcych**, wynikające głównie z wyższych kosztów zagospodarowania UPS.
- **Niższy poziom pozycji pozostałe**, ze względu na wyższy stan zapasów mieszanki węglowej.

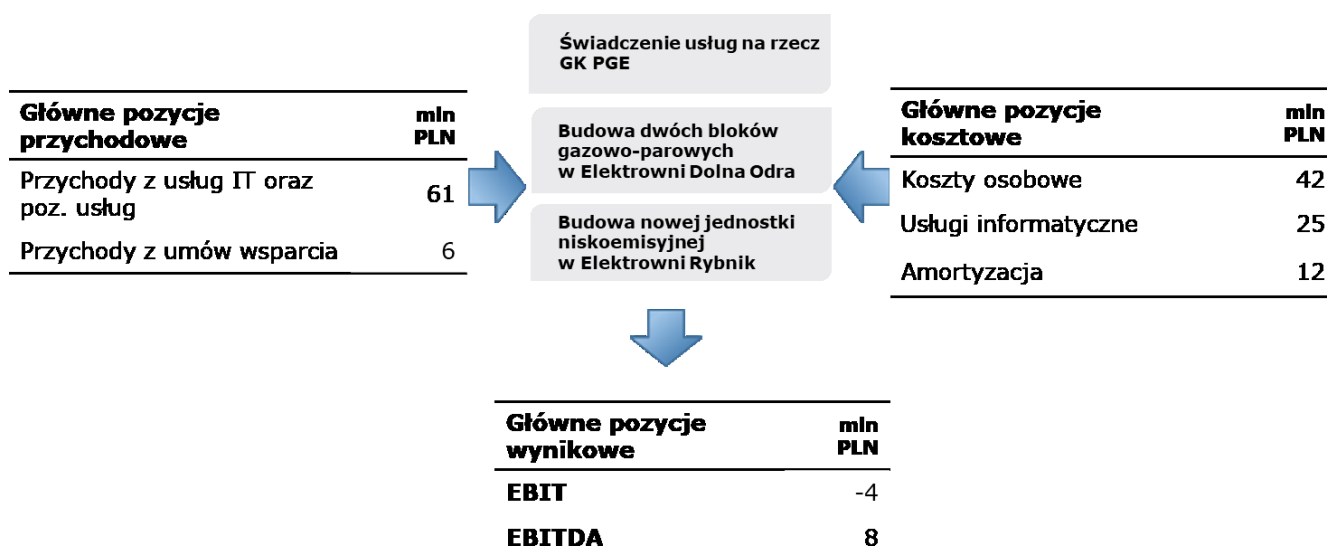
SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

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.

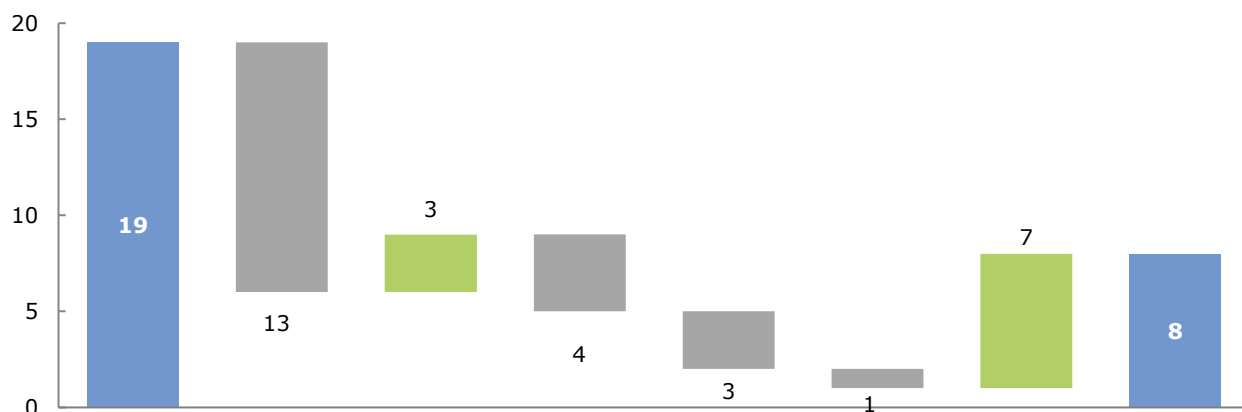
Ponadto w strukturach segmentu znajdują się spółki odpowiedzialne za budowę nowych, niskoemisyjnych jednostek wytwórczych. W strukturach segmentu Pozostała Działalność znajdują się spółki: PGE Gryfino 2050 sp. z o.o., zajmująca się budową bloków gazowo-parowych w Elektrowni Dolna Odra oraz Rybnik 2050 sp. z o.o., odpowiedzialna za budowę nowej jednostki niskoemisyjnej na terenie Elektrowni Rybnik.

Pozostała Działalność



KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I kw. 2022	Koszty usług informat.	Koszty aktywowane	Przychody ze sprzedaży usług	Koszty usług doradczych	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I kw. 2023
--	-------------------	------------------------	-------------------	------------------------------	-------------------------	----------------	-----------	-------------------

Odchylenie

		-13	3	-4	-3	-1	7	
EBITDA I kw. 2022	19	12	9	71	2	41	8	
EBITDA I kw. 2023		25	12	67	5	42	1	8

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

- **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.
- **Wyższe koszty aktywowane** w wyniku wyższej alokacji kosztów w aktywa w I kwartale 2023 roku z tytułu prowadzonych projektów przez PGE Systemy S.A.
- **Niższe przychody ze sprzedaży usług** ze względu na sprzedaż spółki Elbest sp. z o.o. w 2022 roku.
- **Wyższe koszty usług doradczych** w związku z szerszym zakresem realizowanych projektów przez Elbis sp. z o.o.
- **Wyższe koszty osobowe** w związku ze wzrostem poziomu płacy minimalnej.
- **Zmiana wartości na pozycji Pozostałe** głównie w wyniku przesuniętych w czasie rozliczeń kosztów prowadzonych projektów.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Pozostała Działalność

mIn PLN	I kw. 2023	I kw. 2022	Zmiana %
Razem	174	394	-56%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

- 9 lutego 2023 roku podpisano umowę z konsorcjum firm Polimex Mostostal S.A., Siemens Energy sp. z o.o. oraz Siemens Energy Global GmbH & Co. KG na realizację **bloku gazowo-parowego** o mocy 882 MW brutto w **Rybniku** o wartości 3 mld PLN netto. Zamówienie obejmuje także wieloletnią umowę serwisową o wartości ok. 0,8 mld PLN netto. W ramach realizacji tego kontraktu Generalny Wykonawca rozpoczął prace nad opracowaniem podstawowej dokumentacji projektowej.
- W I kwartale 2023 roku kontynuowano prace związane z realizacją **budowy dwóch nowych bloków gazowo-parowych** o mocy 671 MWe każdy (**PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.**). Główne elementy maszynowni bloku 9 i bloku 10 zostały posadowione na fundamentach, trwają prace montażowe całego turbozespołu – m.in. sprężnięto turbinę parową bloku 9 z generatorem. W styczniu 2023 roku zrealizowano dostawy sprzężarek gazu, realizowano kolejne próby ciśnieniowe kotłów, rozpoczęto proces kablowania. W lutym 2023 roku zakończono montaż kotła HRSG bloku 9. W zakresie budowy przyłącza gazowego - trwają montaż - zrealizowano ok. 90% trasy gazociągu. Kontynuowano prace budowlano-montażowe w zakresie budynków i instalacji pomocniczych. Zaawansowanie rzeczowe realizacji Projektu na koniec I kwartału 2023 roku wynosiło ponad 90%.
- W spółce **PGE Inwest 14 sp. z o.o.** trwają prace związane z projektem **Bateryjnego Magazynu Energii Elektrycznej** (BMEE) przy ESP Żarnowiec, który będzie jedną z największych tego typu instalacji magazynowania energii w Europie. Projekt uzyskał decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach oraz warunki przyłączenia do sieci przesyłowej 400 kV. Kolejnym kamieniem milowym w realizacji inwestycji było uzyskanie pierwszej w Polsce promesy koncesji na magazynowanie energii elektrycznej. Połączenie istniejącej ESP Żarnowiec o mocy 716 MW z BMEE pozwoli na uzyskanie innowacyjnej instalacji hybrydowej o łącznej mocy co najmniej 921 MW i pojemności ponad 4,6 GWh. Moc całej instalacji odpowiada mocy największych konwencjonalnych bloków w Polsce, co ma znaczący wpływ na podniesienie poziomu elastyczności KSE, biorąc pod uwagę stale rosnący udział OZE i stopniowe wycofanie bloków węglowych. Instalacja BMEE będzie w stanie świadczyć pełen zakres RUS. Dalsze działania w 2023 roku będą związane z przygotowaniem postępowania o udzielenie zamówienia publicznego w przedmiocie budowy BMEE oraz wyprowadzenia mocy. Dodatkowo BMEE będzie pełnił funkcję bilansowania technicznego i handlowego dla niestabilnych źródeł OZE, tj. lądowych i morskich farm wiatrowych oraz farm fotowoltaicznych należących do Grupy PGE.

KLUCZOWE PROJEKTY W SEGMENTIE POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

Cel projektu	Budżet	Poniesione nakłady ¹	Nakłady poniesione 2023 roku ¹	Paliwo/ sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa dwóch bloków gazowo parowych w PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.	4,3 mld PLN	2,9 mld PLN	158 mln PLN	Gaz ziemny/ 63%	Konsorcjum firm: General Electric (lider konsorcjum) i Polimex Mostostal	Grudzień 2023 roku
Budowa bloku gazowo-parowego w Rybnik 2050 sp. z o.o.	4,0 mld PLN	3,2 mln PLN	0,32 mln PLN	Gaz ziemny/ 61%	Konsorcjum firm: Polimex Mostostal S.A. (lider konsorcjum), Siemens Energy sp. z o.o., Siemens Energy Global GmbH & Co. KG	Grudzień 2026 roku

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

4. Pozostałe elementy Sprawozdania

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

WPŁYW WOJNY NA TERYTORIUM UKRAINY NA DZIAŁALNOŚĆ GRUPY PGE

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 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 aktualnej sytuacji geopolitycznej znacząco wzrosło również 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). Regularnie identyfikowane są incydenty: wyłudzenie informacji, próby zainstalowania złośliwego oprogramowania oraz ataki DDoS (Distributed Denial of Service).

Ochrona fizyczna obiektów Grupy także została wzmocniona.

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

- poziom generowanej marży,
- dostępność i ceny paliw,
- ceny uprawnień do emisji CO₂,
- zakłócenie łańcucha dostaw komponentów lub znaczący wzrost ich cen,
- wzrost inflacji i stóp procentowych oraz osłabienie waluty krajowej,
- możliwości pozyskiwania kapitału,
- poprawa efektywności energetycznej,
- większa presja na transformację energetyczną poprzez rozwój OZE,
- import węgla kamiennego,
- cyberbezpieczeństwo oraz fizyczne bezpieczeństwo,
- geopolityka,
- nowe regulacje prawne,
- kontrahenci (listy sankcyjne).

KLUCZOWE RYZYKA DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ GK PGE ZWIĄZANE Z WOJNĄ 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 rynkach międzynarodowych.

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 elektrociepłownią wskazane aktywa wytwórcze są neutralne wobec zaburzeń dostaw do KSP.

- EC Toruń, EC Zawidawie, EC Czechnica, EC Lublin Wrotków, EC Rzeszów, EC Zgierz, EC Bydgoszcz, EC Kielce mają dostarczany gaz wysokometanowy (tzw. gaz E). Gaz E pobierany z KSP jest zabezpieczony w formie odpowiedniego stanu magazynów i w Polsce jest on 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 spółki PKN Orlen (wcześniej PGNiG) oraz Operatora Systemu Przesyłowego Gaz-System. Grupa PGE ma ustanowione kanały komunikacji z PKN Orlen i Gaz-System S.A. 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. Jeżeli jednak 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 rezerwę produkcji stanowi kocioł parowy OP-140 na paliwo węglowe. W lokalizacji EC Zielona Góra rezerwę 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 i JWCD posiadają zapasy węgla kamiennego, które pozwalają na nieprzerwaną produkcję energii elektrycznej i ciepła. 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 KSE. Na chwilę obecną Grupa PGE nie zidentyfikowała ryzyka dostawy energii elektrycznej i ciepła do mieszkańców, instytucji i przedsiębiorstw.

RYZYKO WPŁYWU WOJNY NA PRZYSZŁE WYNIKI FINANSOWE

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.

KWESTIE PRAWNE

KWESTIA ODSZKODOWANIA DOTYCZĄCEGO KONWERSJI AKCJI

Informacje w sprawie odszkodowań dotyczących konwersji akcji zostały omówione w nocie 23.4 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 23.4 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 23.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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

Na 31 marca 2023 roku PGE S.A. oraz jednostki zależne nie udzieliły poręczeń kredytów, pożyczek 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 4.2 niniejszego sprawozdania oraz w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

TRANSAKCJE Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązаныmi zostały zamieszczone w nocie 25 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

PLANOWANE ZBYCIE AKTYWÓW WĘGLOWYCH DO NARODOWEJ AGENCJI BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO

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. Planuje się, że wydzielenie aktywów z grup energetycznych nastąpi 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 wniesienie akcji poszczególnych spółek na podwyższenie kapitału do PGE GiEK S.A.

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 sfinalizowano prace związane z procesem due diligence, wchodzą w fazę końcową prace w zakresie wyceny wydzielanych spółek oraz ustalenia innych kluczowych parametrów przyszłej transakcji sprzedaży, w tym w szczególności warunków dotyczących finansowania oraz szczegółów spłaty długu. Nie zostały podjęte niezbędne decyzje korporacyjne dotyczące sprzedaży aktywów węglowych. W związku z tym obecnie nie jest możliwe rzetelne oszacowanie wpływu wydzielenia na przyszłe sprawozdania finansowe GK PGE, w tym na poziom oczekiwanych przyszłych strat kredytowych.

Zdaniem GK PGE na dzień sprawozdawczy nie są spełnione warunki MSSF 5 dotyczące działalności przeznaczonej do zbycia odnośnie aktywów i zobowiązań oraz przychodów i kosztów dla opisywanych jednostek węglowych.

Wartości księgowa konsolidowanych aktywów netto działalności, która jest planowana do wydzielenia wynosi na dzień 31 marca 2023 roku 11 387 mln PLN. Na dzień publikacji sprawozdania wartość transakcji nie została określona.

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

W 2021 roku ENESTA sp. z o.o. (obecnie ENESTA sp. z o.o. w restrukturyzacji) rozwiązała niekorzystne umowy na dostawę energii elektrycznej oraz gazu ziemnego. 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). Pod koniec 2022 roku oraz w lutym 2023 roku w toczących się postępowaniach zapadły wyroki niekorzystne dla spółki. Wyroki ustaliły istnienie i obowiązywanie umów w zakresie sprzedaży energii elektrycznej i gazu ziemnego. W związku z koniecznością kontynuowania realizacji niekorzystnych umów sprzedaży na koniec 2022 roku utworzona została rezerwa na umowy rodzące obciążenia w wysokości 37 mln PLN. Dodatkowo utworzono rezerwy z tytułu potencjalnych sporów sądowych w związku ze sprzedażą rezerwową realizowaną w 2022 roku przez sprzedawcę z urzędu w wysokości 56 mln PLN. W I kwartale 2023 roku rezerwa na umowy rodzące obciążenia została częściowo rozwiązana i wynosi obecnie 33 mln PLN. Przychody ze sprzedaży są fakturowane zgodnie z prawomocnymi wyrokami sądowymi.

Na 31 marca 2023 roku wartość aktywów oraz kapitałów i zobowiązań spółki wynosi 177 mln PLN a wartość kapitałów własnych (-)228 mln PLN.

REKOMENDACJA NIETYTUŁACJA DYWIDENDY ZA ROK 2022

21 marca 2023 roku Zarząd PGE S.A. podjął decyzję o rekomendacji niewypłacania dywidendy za rok 2022 dla Akcjonariuszy PGE S.A. Decyzja została podjęta zgodnie z polityką dywidendy i jest efektem analizy ogólnej wysokości zadłużenia Spółki oraz spodziewanych nakładów kapitałowych i planowanych akwizycji (zgodnie ze Strategią Grupy PGE do 2030 roku z perspektywą do 2050, w tym m.in. transakcja nabycia 100% udziałów PKPE Holding sp. z o.o.), w kontekście bieżącej niestabilności i niepewności rynkowej.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Rekomendacja niewypłacania dywidendy](#)

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. otrzymała decyzje Prezesa Rady Ministrów polecające 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.

Realizacja decyzji spowodowała 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.

PGE Paliwa sp. z o.o. została 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/t. Jednocześnie podmiotowi wprowadzającemu do obrotu przysługuje rekompensata w wysokości stanowiącej iloczyn ilości paliwa stałego i różnicy między uzasadnionym średnim jednostkowym kosztem zakupu paliwa stałego w tym okresie a średnią ceną netto sprzedaży paliwa stałego w tym okresie, powiększoną o podatek od towarów i usług.

Spółka oszacowała i ujęła w księgach szacunek przychodów z tytułu rekompensat za dostawy zrealizowane w 2022 roku w wysokości 131 mln PLN oraz za dostawy zrealizowane w pierwszym kwartale 2023 roku w wysokości 112 mln PLN. Wnioski o wypłatę rekompensaty za poszczególne okresy zostały złożone zgodnie z terminami określonymi w ustawie z 27 października 2022 roku o zakupie preferencyjnym paliwa stałego dla gospodarstw domowych. W kwietniu 2023 roku PGE Paliwa otrzymała rekompensatę z tytułu dwóch pierwszych złożonych wniosków. Spółka realizowała sprzedaż w oparciu o ww ustawę do 30 kwietnia 2023 roku.

ZMIANY REGULACYJNE NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Z uwagi na kryzysową sytuację na rynku energii elektrycznej ustawodawca zdecydował o wprowadzeniu regulacji prawnych, które czasowo wprowadzają wyjątkowe rozwiązania w zakresie cen energii elektrycznej i taryfowania energii elektrycznej w 2023 roku. 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 o środkach nadzwyczajnych, mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców 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 odbiorców w gospodarstwach domowych ceny równe cenom zawartym w taryfie obowiązującej na dzień 1 stycznia 2022 roku dla poszczególnych grup taryfowych do określonych limitów zużycia. Po przekroczeniu limitów zużycia dedykowanym odbiorcom w gospodarstwach domowych, zgodnie z Ustawą o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku, do rozliczeń z odbiorcami w gospodarstwach domowych 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 zatwierdzane 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, obowiązuje 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 dniu 23 lutego 2022 roku i w przypadkach, 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, przysługuje rekompensata z tytułu stosowania w rozliczeniach z odbiorcami w gospodarstwach domowych cen energii elektrycznej w takiej samej wysokości jak w dniu 1 stycznia 2022 roku. Rekompensatę stanowi 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 przysługuje 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 jest cena energii elektrycznej wynikająca z taryfy dla energii elektrycznej zatwierdzona przez Prezesa URE na 2023 rok. Rekompensaty przysługują również za stosowanie cen maksymalnych w rozliczeniach z innymi uprawnionymi podmiotami. W tym przypadku, co do zasady, cena referencyjna dla wypłaty rekompensat jest obliczana na podstawie cen energii elektrycznej w kontraktach giełdowych oraz cen energii elektrycznej zakupionej na potrzeby sprzedaży odbiorcy uprawnionemu, powiększonych o koszt umorzenia świadectw pochodzenia oraz marżę.

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 mają wpływ także przepisy Ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku, które wprowadziły obowiązek przekazywania comiesięcznych odpisów na rachunek Funduszu WRC przez wytwórców energii elektrycznej oraz przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną. Odpis na Fundusz WRC stanowi 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 uwzględnia m.in. jednostkowy koszt zużytego paliwa, koszt uprawnień do emisji CO₂, sprawność jednostek wytwórczych, marżę oraz określony poziom dodatku inwestycyjnego i na pokrycie kosztów stałych w wysokości 50 PLN/MWh.
- dla jednostek produkujących energię ze źródeł odnawialnych limit ceny jest określany w odniesieniu do ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1 ustawy 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.

Począwszy od 1 stycznia 2023 roku przedsiębiorstwa obrotu obliczają wysokość odpisu na Fundusz WRC za dany miesiąc kalendarzowy, którego dotyczy rozliczenie, biorąc pod uwagę wolumen sprzedaży energii elektrycznej, cenę rynkową oraz limit ceny w okresach 3 dekad tego miesiąca, tj. od 1 do 10, od 11 do 20 oraz od 21 do ostatniego dnia miesiąca. Do 31 grudnia 2022 roku odpis na Fundusz WRC był obliczany oddzielnie za każdy dzień miesiąca.

Powyższe regulacje miały następujący wpływ na wartości wykazywane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGE:

- odpis należny na Fundusz WRC za I kwartał 2023 roku (wraz z korektą dotyczącą roku 2022) wyniósł 2 236 mln PLN (zmniejszenie wyniku finansowego).
- szacunek rekompensat należnych za I kwartał 2023 wyniósł 2 019 mln PLN.

Powyższe wartości dotyczące obniżenia przychodów oraz należnych rekompensat są szacunkiem określonym zgodnie z najlepszą wiedzą dostępną Grupie Kapitałowej PGE na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania.

DEPOZYTY ZABEZPIECZAJĄCE

Spółki z GK PGE w związku z zawieraniem transakcji terminowych na TGE, dla których towarem bazowym jest energia elektryczna oraz gaz ziemny, 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 zabezpieczanie ryzyka związanego z rozliczaniem transakcjami terminowymi.

Depozyty zabezpieczające składają się z depozytu wstępnego oraz depozytu uzupełniającego.

IRGiT wyznacza wymaganą wartość depozytu zabezpieczającego jako sumę depozytu wstępnego i uzupełniającego.

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.

Dodatkowo, dla spółek GK PGE, IRGiT stosuje wzajemną kompensację depozytów wstępnych i uzupełniających w ramach Grupy Kompensacyjnej, co w efekcie pozwala na obniżenie wartości wymaganych depozytów zabezpieczających.

W I kwartale 2023 roku w stosunku do 2022 roku wysokość depozytów zabezpieczających znacząco spadła. Od 1 września 2022 roku IRGiT wprowadził aktualizacje kolejności i wysokości uznawania zabezpieczeń niepieniężnych dla pokrycia wymaganych depozytów zabezpieczających. Zaktualizowane zasady IRGiT określają maksymalną wysokość wnoszenia zabezpieczeń w formie oświadczenia o poddaniu się egzekucji w formie aktu notarialnego zgodnie z art. 777 kc. do 90% wartości wymaganych depozytów zabezpieczających. Pozostałe 10% wartości wymaganych depozytów zabezpieczających może być pokryte do 90% uznanymi przez IRGiT gwarancjami bankowymi i/lub prawami majątkowymi oraz uprawnieniami do emisji CO₂, przy czym co najmniej 10% powinno być pokryte środkami pieniężnymi.

Grupa PGE ma możliwość dokonywania na rynku ICE Endex giełdy Intercontinental Exchange Inc. (ICE) oraz na giełdzie European Energy Exchange AG transakcji terminowych, dla których instrumentem bazowym są uprawnienia do emisji CO₂. W celu zabezpieczenia otwartych pozycji w kontraktach terminowych wymagane jest wnoszenie depozytów zabezpieczających. Na depozyt zabezpieczający składa się depozyt wstępny (Initial Margin) oraz depozyt uzupełniający (Variation Margin), którego zadaniem jest codzienne pokrycie różnicy pomiędzy ceną transakcyjną zawartego kontraktu a jego wyceną rynkową opartą o cenę rozliczeniową. Dla pozycji długiej (kupno kontraktu) 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.

ZAWARCIE LISTU INTENCYJNEGO DOTYCZĄCEGO PROJEKTU BUDOWY ELEKTROWNI JĄDROWEJ ORAZ POROZUMIENIA WSTĘPNEGO DOT. UTWORZENIA SPÓŁKI CELOWEJ

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.

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

7 marca 2023 roku PGE S.A. zawarła z ZE PAK S.A. porozumienie wstępne dotyczące utworzenia wspólnej spółki celowej na potrzeby związane z projektem budowy elektrowni jądrowej. 13 kwietnia 2023 roku PGE

S.A. oraz ZE PAK S.A. utworzyły spółkę celową PGE PAK Energia Jądrowa S.A. z siedzibą w Koninie, która nabędzie lub obejmie akcje w spółce mającej za zadanie realizację projektu budowy elektrowni jądrowej z potencjalnym udziałem partnera technologicznego.

Porozumienie zawiera podsumowanie podstawowych warunków współpracy stron w zakresie wspólnego przedsięwzięcia mającego na celu udział w realizacji inwestycji dotyczącej budowy elektrowni jądrowej, w tym określenie zasad ładu korporacyjnego i działalności spółki celowej oraz ograniczeń w zbywaniu akcji spółki celowej. PGE S.A. i ZE PAK S.A. będą posiadać równą liczbę akcji w spółce celowej a reguły korporacyjne będą oparte na zasadzie współkontroli.

Jednocześnie planuje się, iż spółka celowa w ramach kolejnego etapu współpracy, zrealizuje:

- studium wykonalności,
- badania terenu,
- oceny oddziaływania na środowisko na potrzeby planowanej budowy elektrowni jądrowej.

Raporty bieżące w tej sprawie:

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

[Zawarcie porozumienia dot. utworzenia spółki celowej](#)

[ZAWARCIE PRZEDWSTĘPNEJ UMOWY NABYCIA 100% UDZIAŁÓW PKPE HOLDING SP. Z O.O.](#)

28 grudnia 2022 roku PGE S.A. oraz Edison Holdings S.à r.l. podpisały Przedwstępną Umowę Sprzedaży Udziałów w PKPE Holding sp. z o.o., na podstawie której strony zobowiązały się zawrzeć przyrzeczoną umowę sprzedaży 100% udziałów w PKPE Holding sp. z o.o. W wykonaniu Umowy Przedwstępnej PGE S.A. nabędzie bezpośrednio 100% udziałów w PKPE Holding sp. z o.o., a pośrednio 100% akcji w PKP Energetyka S.A. oraz udziały w pozostałych spółkach zależnych, posiadane przez PKPE Holding sp. z o.o.

PKPE Holding sp. z o.o. jest spółką holdingową kontrolującą szereg podmiotów, których działalność skoncentrowana jest wokół PKP Energetyka S.A. Grupa PKPE jest dystrybutorem i sprzedawcą energii do sieci trakcyjnej, a dodatkowo świadczy usługi utrzymania sieci trakcyjnych.

Cena do zapłaty przez PGE S.A. została ustalona na kwotę ok. 1 913,5 mln PLN w oparciu o wartość przedsiębiorstwa ustaloną na dzień 31 marca 2022 roku w wysokości ok. 5 944,5 mln PLN.

3 kwietnia 2023 roku nastąpiło zamknięcie transakcji bezpośredniego nabycia przez PGE S.A. 100% udziałów w spółce PKPE Holding sp. z o.o. a w konsekwencji pośredniego nabycia 100% akcji w PKP Energetyka S.A. oraz udziałów w pozostałych spółkach zależnych posiadanych przez spółkę.

Nabycie PKPE Holding sp. z o.o. jest zgodne ze strategią Grupy PGE. W wyniku transakcji, Grupa PGE uzyska dostęp do sieci dystrybucyjnej na terenie całego kraju.

Raporty bieżące w tej sprawie:

[Podpisanie umowy w sprawie PKP Energetyka S.A.](#)

[Podpisanie umowy w sprawie PKP Energetyka S.A. cz. 2](#)

[Podpisanie umowy w sprawie PKP Energetyka S.A. cz. 3](#)

[ZAWARCIE UMOWY KREDYTOWEJ Z EUROPEJSKIM BANKIEM INWESTYCYJNYM](#)

3 lutego 2023 roku PGE S.A. zawarła umowę kredytową z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym. Wartość umowy kredytowej wynosi 1,4 mld PLN z przeznaczeniem na realizację projektów w segmencie Dystrybucja, obejmujących program kablowania linii średniego napięcia, przyłączanie nowych odbiorców i źródeł wytwórczych oraz instalację LZO. Inwestycje przewidziane są do realizacji w latach 2022-2025.

Okres dostępności kredytu wynosi 24 miesiące od dnia zawarcia umowy a okres obowiązywania umowy będzie wynosić maksymalnie 18 lat od dnia wykorzystania ostatniej transzy w ramach umowy. Wysokość oprocentowania będzie ustalana każdorazowo przed wypłatą danej transzy. Umowa nie przewiduje zabezpieczeń rzeczowych. Po zawarciu ww. umowy łączna wartość nominalna umów finansowania z EBI wynosi 5,7 mld PLN.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Zawarcie umowy kredytowej z FBI](#)

ZAWARCIE UMOWY NA BUDOWĘ BLOKU ENERGETYCZNEGO W RYBNIKU

9 lutego 2023 roku spółka Rybnik 2050 sp. z o.o. zawarła umowę z konsorcjum firm w składzie: Polimex Mostostal S.A. (lider konsorcjum), Siemens Energy sp. z o.o. (członek konsorcjum), Siemens Energy Global GmbH & Co. KG (członek konsorcjum), której przedmiotem jest wykonanie przez konsorcjum robót budowlano-montażowych oraz innych prac w celu wybudowania bloku gazowo-parowego w Rybniku o znamionowej mocy elektrycznej brutto 882 MWe.

Wartość Umowy wynosi 3,0 mld PLN netto. W powiązaniu z umową główną zawarta została ponadto umowa o świadczenie usług serwisowych dla turbiny gazowej przez okres minimum 12 lat od dnia przekazania bloku do eksploatacji. Wartość umowy serwisowej wynosi 0,8 mld PLN netto. Łączna wartość wszystkich zawartych umów wynosi 3,8 mld PLN netto.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Zawarcie umowy na budowę bloku energetycznego w Rybniku](#)

ZAWARCIE UMOWY KREDYTU KONSORCJALNEGO

1 marca 2023 roku podpisano umowę kredytu odnawialnego, która została zawarta przez PGE S.A. z konsorcjum składającym się z następujących banków: Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A., Bank Polska Kasa Opieki S.A., Bank of China (Europe) S.A., Industrial and Commercial Bank of China (Europe) S.A., Alior Bank S.A. i Santander Bank Polska S.A. Przedmiot umowy obejmuje udzielenie przez banki kredytu odnawialnego do kwoty 2 330 mln PLN, który może zostać przeznaczony na:

- finansowanie bieżącej działalności PGE S.A. i Grupy Kapitałowej, w szczególności zgodnie z długoterminową strategią Grupy zmierzającą do ograniczenia emisji oraz zwiększenia produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych;
- finansowanie inwestycji i nakładów inwestycyjnych związanych z działalnością PGE S.A. i Grupy, innych niż inwestycje w nowe aktywa węglowe;
- refinansowanie zobowiązań finansowych PGE S.A. oraz Grupy PGE.

Ostateczny dzień spłaty kredytu przypada na 26 lutego 2027 roku. Oprocentowanie kredytu kalkulowane będzie na bazie zmiennej stopy procentowej opartej na odpowiedniej stopie WIBOR (stawka referencyjna) powiększonej o marżę. Marża kredytu może podlegać okresowej korekcie w zależności od ratingu ESG przyznanego PGE S.A. przez wyspecjalizowaną agencję. Zgodnie z warunkami umowy PGE S.A. zobowiązuje się do utrzymania wskaźnika zadłużenia netto do zysku EBITDA na poziomie nie wyższym niż 4:1 w przypadku posiadania przez PGE S.A. oceny ratingowej na poziomie inwestycyjnym lub nie wyższym niż 3,5:1 w przypadku, gdy PGE S.A. nie będzie posiadało oceny ratingowej na poziomie inwestycyjnym.

Kredyt nie jest zabezpieczony na żadnym składniku majątku PGE S.A. ani GK PGE.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Zawarcie umowy kredytu konsorcjalnego](#)

4.2. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

W okresie od 1 stycznia 2023 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 PAK Energia Jądrowa S.A. w organizacji (PGE PAK Energia Jądrowa)	13 kwietnia 2023 roku Brak rejestracji w KRS	13 kwietnia 2023 roku PGE S.A. oraz spółka ZE PAK S.A. z siedzibą w Koninie (ZE PAK) zawiązały spółkę kapitałową z siedzibą w Koninie w formie spółki akcyjnej o następującej nazwie: PGE PAK Energia Jądrowa S.A. PGE S.A. i ZE PAK posiadają po 50% akcji w kapitale zakładowym utworzonej spółki. Kapitał zakładowy tej spółki wynosi 10 000 000 PLN.

NABYCIE, OBJĘCIE LUB ZBYCIE AKCJI/UDZIAŁÓW PRZEZ SPÓŁKI

Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
Ciepłownictwo	EC Zielona Góra – przymusowy wykup akcji EC Zielona Góra od akcjonariuszy mniejszościowych przez spółkę KOGENERACJA S.A. jako akcjonariusza EC Zielona Góra	1 marca 2021 roku 25 kwietnia 2023 roku nastąpiło przeniesienie prawa własności akcji EC Zielona Góra na rzecz KOGENERACJA S.A., poprzez dokonanie zmiany w rejestrze akcjonariuszy EC Zielona Góra	1 marca 2021 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie EC Zielona Góra, na podstawie art. 418 Kodeksu spółek handlowych, podjęło uchwałę w sprawie przymusowego wykupu 8 849 akcji posiadanych przez akcjonariuszy mniejszościowych, reprezentujących łącznie 1,6% udziału w kapitale zakładowym EC Zielona Góra. 25 kwietnia 2023 roku dokonano przeniesienia na rzecz spółki KOGENERACJA S.A. ww. 8 849 akcji, poprzez dokonanie stosownego wpisu w rejestrze akcjonariuszy EC Zielona Góra. W związku z powyższym, z dniem 25 kwietnia 2023 roku spółka KOGENERACJA S.A. stała się jedynym akcjonariuszem, posiadającym 100% akcji spółki EC Zielona Góra. PGE Energia Ciepła S.A. posiada akcje spółki KOGENERACJA S.A., stanowiące 58,07% udziału w kapitale zakładowym spółki.
Gospodarka Obiegu Zamkniętego	EPORE S.A. – sprzedaż przez PGE GiEK S.A. wszystkich posiadanych udziałów w EPORE S.A. na rzecz PGE Ekoserwis S.A. – transakcja wewnątrzgrupowa	23 grudnia 2022 roku 10 stycznia 2023 roku dokonano zmiany w rejestrze Akcjonariuszy EPORE S.A.	23 grudnia 2022 roku pomiędzy PGE GiEK S.A. jako sprzedającym oraz PGE Ekoserwis S.A. jako kupującym zawarta została umowa sprzedaży wszystkich posiadanych akcji nieuprzywilejowanych w EPORE S.A., tj. 63 963 akcji w tej spółce, o łącznej wartości nominalnej 31 981 500 PLN, stanowiących 100% udziału w kapitale zakładowym. PGE S.A. jest jedynym Akcjonariuszem spółki PGE Ekoserwis S.A.

Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
-	ElectroMobility Poland S.A. - podwyższenie kapitału zakładowego i objęcie wszystkich nowych akcji przez Skarb Państwa	28 grudnia 2022 roku 16 stycznia 2023 roku nastąpiła rejestracja w KRS	28 grudnia 2022 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki ElectroMobility Poland S.A. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki poprzez emisję w drodze subskrypcji prywatnej 50 748 akcji serii C o wartości nominalnej 4 926,29 PLN każda akcja. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki postanowiło pozbawić dotychczasowych Akcjonariuszy prawa poboru nowych akcji w całości i zaoferować wszystkie nowe akcje do objęcia przez Skarb Państwa w zamian za wkład pieniężny. W wyniku objęcia przez Skarb Państwa nowych akcji w podwyższonym kapitale zakładowym ElectroMobility Poland S.A., udział PGE S.A. w kapitale zakładowym tej spółki obniżył się z 4,33% do 2,30%.
-	PKPE Holding sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (PKPE Holding) – nabycie przez PGE S.A. od spółki Edison Holdings S.à r.l. wszystkich udziałów PKPE Holding, posiadającej m.in. 100% akcji w spółce PKP Energetyka S.A.	28 grudnia 2022 roku 3 kwietnia 2023 roku nastąpiło przeniesienie prawa własności udziałów PKPE Holding na rzecz PGE S.A.	28 grudnia 2022 roku pomiędzy PGE S.A. jako kupującym oraz spółką Edison Holdings S.à r.l. jako sprzedającym zawarta została przedwstępna umowa sprzedaży udziałów w spółce PKPE Holding, w wyniku której PGE S.A. i Edison Holdings S.à r.l. zobowiązały się zawrzeć przyrzeczoną umowę sprzedaży 100% udziałów w spółce PKPE Holding (umowa przedwstępna). 3 kwietnia 2023 roku, po spełnieniu określonych warunków zawieszających PGE S.A. nabyła bezpośrednio 100% udziałów w spółce PKPE Holding, a pośrednio 100% akcji w spółce PKP Energetyka S.A. oraz udziały w pozostałych spółkach zależnych, posiadane przez spółkę PKPE Holding.
-	Zakłady Pomiarowo-Badawcze Energetyki „Energopomiar” sp. z o.o. (Energopomiar) - sprzedaż przez PGE S.A. i PGE Energia Ciepła S.A. wszystkich posiadanych udziałów w Energopomiar na rzecz PGE GiEK S.A. – transakcja wewnątrzgrupowa	4 stycznia 2023 roku	4 stycznia 2023 roku pomiędzy PGE S.A. i PGE Energia Ciepła S.A. jako sprzedającymi oraz PGE GiEK S.A. jako kupującym zawarta została umowa sprzedaży wszystkich posiadanych przez PGE S.A. i PGE Energia Ciepła S.A. udziałów w Energopomiar, tj. po 1 udziale w tej spółce, o łącznej wartości nominalnej 1 007 774,28 PLN w przypadku udziału posiadanego przez PGE S.A. i o łącznej wartości nominalnej 418 288,40 PLN w przypadku udziału posiadanego przez PGE Energia Ciepła S.A., stanowiących łącznie 26,48% udziału w kapitale zakładowym. W wyniku zawartej umowy sprzedaży udziałów, PGE S.A. i PGE Energia Ciepła S.A. przestały być współnikami Energopomiar, a spółka PGE GiEK S.A. posiada obecnie udziały stanowiące łącznie 49,79% udziału w Energopomiar. Przeniesienie prawa własności udziałów na rzecz PGE GiEK S.A. nastąpiło 4 stycznia 2023 roku.

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 PGE Nowa Energia.

4.3. Zmiany w składzie Zarządu i Rady Nadzorczej

SKŁAD OSOBOWY ZARZĄDU

Na 1 stycznia 2023 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
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

4 stycznia 2023 roku w wyniku przeprowadzonego postępowania kwalifikacyjnego, Rada Nadzorcza podjęła Uchwałę nr 107/XII/2023 w sprawie powołania Pana Rafała Włodarskiego w skład Zarządu spółki PGE S.A., powierzając z dniem 9 stycznia 2023 roku funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Wsparcia i Rozwoju.

28 marca 2023 roku Pan Ryszard Wasilek złożył rezygnację z pełnienia funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych z dniem 30 kwietnia 2023 roku.

19 kwietnia 2023 roku w wyniku przeprowadzonego postępowania kwalifikacyjnego, Rada Nadzorcza podjęła Uchwałę w sprawie powołania Pana Przemysława Kołodziejaka w skład Zarządu spółki PGE S.A. powierzając z dniem 1 maja 2023 roku funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych.

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

- Wojciech Dąbrowski – Prezes Zarządu
- Wanda Buk – Wiceprezes ds. Regulacji
- Przemysław Kołodziejak – Wiceprezes ds. Operacyjnych
- Lechosław Rojewski – Wiceprezes ds. Finansowych
- Paweł Śliwa – Wiceprezes ds. Innowacji
- Rafał Włodarski – Wiceprezes ds. Wsparcia i Rozwoju

SKŁAD OSOBOWY RADY NADZORCZEJ

Na dzień 1 stycznia 2023 roku Rada Nadzorcza funkcjonowała w składzie:

Imię i nazwisko Członka Rady Nadzorczej	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

9 lutego 2023 roku do Spółki wpłynęła rezygnacja Pana Marcina Kowalczyka z członkostwa w Radzie Nadzorczej PGE S.A. z dniem 9 lutego 2023 roku.

28 kwietnia 2023 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE S.A. powołało Pana Cezarego Falkiewicza do składu Rady Nadzorczej.

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Rada Nadzorcza Spółki funkcjonuje w następującym składzie:

- Anna Kowalik - Przewodnicząca Rady Nadzorczej
- Artur Składanek - Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
- Radosław Winiarski - Sekretarz Rady Nadzorczej
- Cezary Falkiewicz - Członek Rady Nadzorczej
- Janina Goss - Członek Rady Nadzorczej
- Zbigniew Gryglas - Członek Rady Nadzorczej
- Tomasz Hapunowicz - Członek Rady Nadzorczej
- Mieczysław Sawaryn - Członek Rady Nadzorczej

Na 1 stycznia 2023 roku komitety stałe Rady Nadzorczej funkcjonowały w 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		Przewodniczący	

9 lutego 2023 roku do Spółki wpłynęła rezygnacja Pana Marcina Kowalczyka z członkostwa w Radzie Nadzorczej PGE S.A. z dniem 9 lutego 2023 roku.

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania komitety stałe Rady Nadzorczej funkcjonują w 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	
Anna Kowalik	Członek	Członek	Członek	Członek
Mieczysław Sawaryn	Członek	Członek	Członek	Przewodniczący
Artur Składanek	Przewodniczący		Członek	
Radosław Winiarski	Członek		Przewodniczący	

4.4. 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 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 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. (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 31 marca 2023 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 dzień 31 marca 2023 roku nie posiadała akcji jednostki dominującej ani akcji/udziałów w jednostkach powiązanych z PGE S.A.

4.5. Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

4.6. Istotne pozycje pozabilansowe

Opis istotnych pozycji pozabilansowych został przedstawiony w nocie 10 oraz 23 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.7. Oddziały posiadane przez Spółkę

Spółka posiada Oddział Centrum Wiedzy i Rozwoju Grupy PGE z siedzibą w Lublinie.

5. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu PGE S.A., kwartalne skonsolidowane sprawozdanie finansowe i 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 zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej 23 maja 2023 roku.

Warszawa, 23 maja 2023 roku

Podpisy Członków Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

**Prezes
Zarządu**

Wojciech Dąbrowski

**Wiceprezes
Zarządu**

Wanda Buk

**Wiceprezes
Zarządu**

Przemysław Kołodziejak

**Wiceprezes
Zarządu**

Lechosław Rojewski

**Wiceprezes
Zarządu**

Paweł Śliwa

**Wiceprezes
Zarządu**

Rafał Włodarski

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
MFW	Morska Farma Wiatrowa
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 przeznacza 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, $1 V = 1J/1C = (1 kg \times m^2) / (A \times s^3)$
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, $1 W = 1J/1s = 1 kg \times m^2 \times s^{-3}$
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