

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU

z działalności Grupy Kapitałowej PGE
za okres 6 miesięcy

zakończony dnia 30 czerwca 2024 roku



Polska Grupa Energetyczna

SPIS TREŚCI

KLUCZOWE DANE FINANSOWE	4
1. Grupa Kapitałowa PGE - organizacja	5
1.1. Charakterystyka działalności.....	5
1.2. Struktura organizacyjna.....	6
1.3. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej.....	7
1.4. Skład osobowy organów zarządzających i nadzorujących Spółki.....	9
1.4.1 Zarząd.....	9
1.4.2 Rada Nadzorcza.....	10
1.4.3 Komitety Rady Nadzorczej	11
1.5. Akcje i akcjonariat.....	12
1.5.1 Kapitał zakładowy PGE S.A. i struktura właścicielska	12
1.5.2 Akcje jednostki dominującej oraz akcje/udziały w jednostkach powiązanych z PGE S.A. będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących.....	13
2. Ryzyka w działalności GK PGE	14
2.1. Ryzyka - perspektywa bieżąca	15
2.2. Ryzyka - perspektywa długoterminowa	20
2.3. Ryzyko klimatyczne.....	22
3. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe	27
3.1. Otoczenie makroekonomiczne.....	27
3.2. Otoczenie rynkowe.....	28
3.2.1 Sytuacja w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE)	28
3.2.2 Ceny energii elektrycznej – rynek krajowy	29
3.2.3 Ceny energii elektrycznej – rynek międzynarodowy.....	31
3.2.4 Ceny praw majątkowych.....	34
3.2.5 Ceny uprawnień do emisji CO ₂	34
3.3. Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂	35
3.4. Otoczenie regulacyjne.....	36
3.4.1 Krajowe otoczenie regulacyjne	36
3.4.2 Zagraniczne otoczenie regulacyjne.....	40
4. Działalność GK PGE oraz segmentów działalności	42
4.1. Kluczowe wyniki operacyjne GK PGE.....	43
4.2. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE	45
4.3. Charakterystyka segmentów działalności.....	50
4.3.1 Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności ¹	50
4.3.2 Segment działalności – Energetyka Odnawialna	51
4.3.3 Segment działalności – Energetyka Gazowa	56
4.3.4 Segment działalności – Energetyka Konwencjonalna	60
4.3.5 Segment działalności - Ciepłownictwo.....	66
4.3.6 Segment działalności – Dystrybucja	73
4.3.7 Segment działalności – Energetyka Kolejowa.....	78
4.3.8 Segment działalności – Obrót	82
4.3.9 Segment działalności – Gospodarka Obiegu Zamkniętego	85
4.3.10 Segment działalności – Pozostała Działalność	87
5. Pozostałe elementy Sprawozdania	90
5.1. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego mające wpływ na działalność w I półroczu 2024 roku oraz w kolejnych okresach.....	90
5.1.1 Zmiany w składzie Zarządu i RN	90
5.1.2 Projekt wydzielenia wytwórczych aktywów węglowych.....	90
5.1.3 Zmiany regulacyjne.....	91
5.1.4 Decyzja środowiskowa w sprawie Kopalni Turów	93
5.1.5 Wpływ wojny Rosji z Ukrainą na działalność GK PGE.....	94
5.1.6 Postępowanie restrukturyzacyjne ENESTA sp. z o.o.	94
5.1.7 Realizacja przez PGE Paliwa sp. z o.o. decyzji Prezesa Rady Ministrów w zakresie zakupu węgla	94
5.1.8 Rekomendacja niewypłacania dywidendy za rok 2023.....	95
5.1.9 Testy na utratę wartości	95
5.1.10 Projekt budowy elektrowni jądrowej	95
5.1.11 Zawarcie aneksu do umowy kredytu konsorcjalnego	95
5.1.12 Wpływ zatwierdzenia taryfy G na wyniki finansowe GK PGE.....	96
5.1.13 Szacunek niezbilansowania energii elektrycznej	96
5.1.14 Zawarcie przez spółkę Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. umowy na dostawy paliwa gazowego.....	96
5.1.15 Obrady Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia	97
5.1.16 Ustalenie nowych terminów przekazania do eksploatacji bloków gazowo-parowych w PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.	97
5.1.17 Zawarcie umowy kredytowej z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym	97
5.2. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	97

5.3. Informacje o udzieleniu przez Spółkę lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji	97
5.4. Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych	97
5.5. Transakcje z podmiotami powiązаныmi	98
5.6. Publikacja prognoz wyników finansowych	98
5.7. Istotne pozycje pozabilansowe	98
5.8. Czynniki, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału	98
5.9. Umowy oraz informacje istotne dla oceny sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego GK PGE i ich zmian oraz informacje istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez GK PGE	98
6. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego	99
7. Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego	99
8. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	100

KLUCZOWE DANE FINANSOWE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mIn PLN	31 294	49 560	-37%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mIn PLN	2 859	3 549	-19%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mIn PLN	5 140	5 872	-12%
Marża EBITDA	%	16%	12%	
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację skorygowany o zdarzenia jednorazowe (EBITDA powtarzalna)	mIn PLN	4 837	6 205	-22%
Marża EBITDA powtarzalna	%	15%	13%	
Zysk netto	mIn PLN	2 089	2 171	-4%
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	4 645	3 953	18%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mIn PLN	6 105	339	1 701%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mIn PLN	-4 702	-5 491	-14%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mIn PLN	-3 786	3 633	-

Kluczowe dane finansowe		30 czerwca 2024 roku	31 grudnia 2023 roku	Zmiana %
Kapitał obrotowy	mIn PLN	-8 023	-7 107	13%
Zadłużenie netto	mIn PLN	9 990¹	11 121	-10%
Zadłużenie netto /LTM EBITDA ² raportowana	x	1,07	1,11	
Zadłużenie netto /LTM EBITDA ² powtarzalna	x	1,07	1,04	

Zdarzenia jednorazowe mające wpływ na EBITDA		I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	mIn PLN	392	-331	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	mIn PLN	32	-52	-
Rekompensaty KDT	mIn PLN	-7	-31	-77%
Korekta szacunku odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny (WRC) za 2022 rok	mIn PLN	0	81	-100%
Utworzenie odpisów aktualizujących należności PKP Cargo S.A.	mIn PLN	-114	0	-
Razem	mIn PLN	303	-333	-

¹ Szacunkowe ekonomiczne zadłużenie netto (uwzględniające przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO₂) wynosi 20 126 mln PLN.

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

1. Grupa Kapitałowa PGE - organizacja

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 dziewięciu segmentach operacyjnych:



ENERGETYKA ODNAWIALNA

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



ENERGETYKA GAZOWA

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach gazowych.

W ramach segmentu funkcjonują spółki odpowiedzialne za budowę bloków gazowo-parowych w Gryfinie (PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.) i nowej jednostki niskoemisyjnej w Rybniku (Rybnik 2050 sp. z o.o.).



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.



DYSTRYBUCJA

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



ENERGETYKA KOLEJOWA

Przedmiotem działalności segmentu jest przede wszystkim dystrybucja i sprzedaż energii elektrycznej do przewoźników kolejowych oraz klientów skupionych wokół linii kolejowych, sprzedaż paliw oraz utrzymanie i modernizacja sieci trakcyjnej wraz z pozostałymi usługami elektroenergetycznymi.



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.



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 segmentu jest świadczenie usług przez spółki zależne na rzecz Grupy Kapitałowej PGE, m.in. organizacja pozyskiwania finansowania w formie euroobligacji (PGE Sweden AB), świadczenie usług informatycznych, transportowych oraz inwestycje w start-up'y. Dodatkowo w ramach segmentu funkcjonują spółki projektowe Grupy.

1.2. Struktura organizacyjna

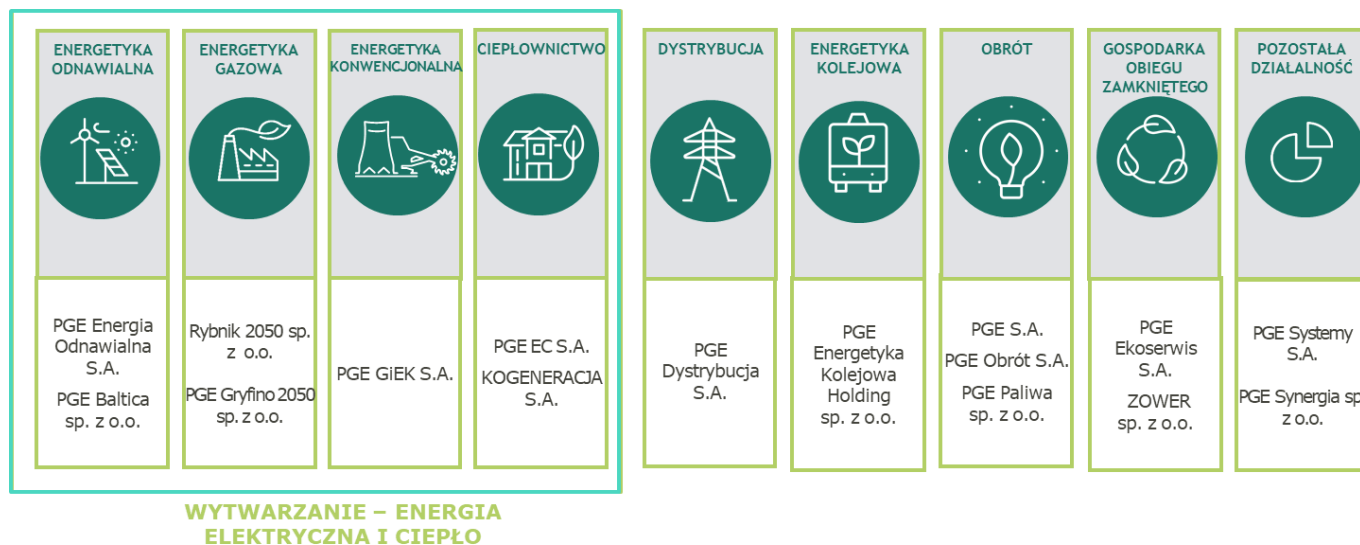
Grupa Kapitałowa PGE na 30 czerwca 2024 roku składała się z:

- jednostki dominującej, którą jest PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.,
- 79 jednostek zależnych objętych konsolidacją metodą pełną,
- 2 jednostek stanowiących tzw. wspólne działalności,
- 6 jednostek stowarzyszonych i współzależnych.

Wszystkie spółki są zorganizowane wokół dziewięciu segmentów operacyjnych wskazanych na wykresie poniżej.

Poniższy schemat stanowi ilustracyjny opis struktury Grupy. Pełen skład Grupy Kapitałowej PGE z podziałem na segmenty oraz spółki bezpośrednio i pośrednio zależne objęte konsolidacją znajduje się w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Wykres: Struktura Grupy Kapitałowej PGE¹



¹Struktura uproszczona – ujęte kluczowe jednostki.

1.3. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

W okresie od 1 stycznia 2024 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.

NABYCIE, OBJĘCIE LUB ZBYCIE AKCJI/UDZIAŁÓW PRZEZ SPÓŁKI

Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
Pozostała Działalność	PGE Inwest 12 sp. z o.o. – objęcie przez PGE S.A. oraz przystąpienie do PGE Inwest 12 sp. z o.o. i objęcie przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) nowych udziałów	24 października 2023 roku / 4 marca 2024 roku nastąpiła rejestracja w KRS	16 października 2023 roku PGE S.A. i NFOŚiGW podpisały umowę inwestycyjną dotyczącą finansowania PGE Inwest 12 sp. z o.o. w celu realizacji przez nią budowy elektrowni szczytowo – pompowej w miejscowości Młoty (gm. Bystrzyca Kłodzka, woj. dolnośląskie). W wyniku wykonania ww. umowy, 17 października 2023 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Inwest 12 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego oraz postanowiło, że nowe udziały w podwyższonym kapitale zakładowym zostaną odpowiednio objęte przez PGE S.A. i NFOŚiGW w zamian za wkłady pieniężne. 24 października 2023 roku PGE S.A. i NFOŚiGW objęły nowe udziały PGE Inwest 12 sp. z o.o. PGE S.A. posiada obecnie 51%, a NFOŚiGW 49% udziału w kapitale zakładowym tej spółki.
Obrót	ENESTA sp. z o.o. w restrukturyzacji z siedzibą w Stalowej Woli - podwyższenie kapitału zakładowego i objęcie wszystkich nowych udziałów przez PGE Obrót S.A.	18 grudnia 2023 roku / 17 czerwca 2024 roku nastąpiła rejestracja w KRS	18 grudnia 2023 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki ENESTA sp. z o.o. w restrukturyzacji podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 82 402 000 PLN do kwoty 116 402 000 PLN, tj. o kwotę 34 000 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 34 000 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. PGE Obrót S.A. jako jeden ze wspólników spółki objęła wszystkie nowe udziały spółki w podwyższonym kapitale zakładowym. W wyniku podwyższenia kapitału zakładowego i objęcia wszystkich nowych udziałów spółki przez PGE Obrót S.A., z dniem rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS, tj. z dniem 17 czerwca 2024 roku, zwiększeniu uległ udział PGE Obrót S.A. w kapitale zakładowym spółki, tj. z 92,25% do 94,51%.
Ciepłownictwo	PGE Toruń S.A. z siedzibą w Toruniu – przymusowy odkup przez PGE Energia Ciepła S.A. akcji PGE Toruń S.A. od akcjonariuszy mniejszościowych	11 czerwca 2024 roku / Brak wpisu zmiany w rejestrze akcjonariuszy PGE Toruń S.A. 12 sierpnia 2024 roku nastąpił wpis zmiany w rejestrze akcjonariuszy PGE Toruń S.A.	11 czerwca 2024 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE Toruń S.A. postanowiło o przymusowym odkupie przez PGE Energia Ciepła S.A. od akcjonariuszy mniejszościowych 48 220 akcji zwykłych imiennych stanowiących 0,12% udziału w kapitale zakładowym PGE Toruń S.A., na podstawie art. 418 ¹ Kodeksu spółek handlowych. W wyniku przymusowego odkupu akcji i dokonania stosownej zmiany w rejestrze akcjonariuszy PGE Toruń S.A., udział PGE Energia Ciepła S.A. w kapitale zakładowym PGE Toruń S.A. zwiększył się z 95,22% do 95,34%.

LIKwidACJA SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka likwidowana	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
-	PGE Trading GmbH w likwidacji z siedzibą w Berlinie	1 marca 2021 roku / Na 30 czerwca 2024 roku brak wykreślenia spółki z rejestru handlowego	1 marca 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Trading GmbH w likwidacji, w której PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym, podjęło uchwałę o rozwiązaniu spółki i powołaniu likwidatora w celu przeprowadzenia czynności likwidacyjnych. Proces likwidacji spółki jest obecnie w toku.
-	PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji z siedzibą w Warszawie	31 marca 2022 roku / 16 lutego 2024 roku sąd rejestrowy postanowił o wykreśleniu spółki z rejestru przedsiębiorców KRS /22 kwietnia 2024 roku nastąpiło uprawomocnienie wykreślenia spółki z KRS	31 marca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji, w której PGE S.A. posiadała 100% udziałów w kapitale zakładowym, podjęło uchwałę o rozwiązaniu spółki i powołaniu likwidatora w celu przeprowadzenia czynności likwidacyjnych. 16 lutego 2024 roku zakończona została likwidacja PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji i spółka ta została wykreślona z KRS. 22 kwietnia 2024 roku nastąpiło uprawomocnienie wykreślenia spółki z KRS.
-	Railen GmbH w likwidacji z siedzibą w Berlinie	31 stycznia 2023 roku / Na 30 czerwca 2024 roku brak wykreślenia spółki z rejestru handlowego	26 stycznia 2023 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Railen GmbH w likwidacji, w której PGE Energetyka Kolejowa Holding sp. z o.o. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym, podjęło ze skutkiem na dzień 31 stycznia 2023 roku uchwałę o rozwiązaniu spółki i powołaniu likwidatora w celu przeprowadzenia czynności likwidacyjnych. Proces likwidacji spółki jest obecnie w toku.
-	Railen Baltics, UAB z siedzibą w Wilnie	3 października 2023 roku / 31 stycznia 2024 roku Administrator litewskiego rejestru osób prawnych odwrócił likwidację Railen Baltics, UAB, tj. spółka ta nie znajduje się obecnie w stanie likwidacji	3 października 2023 roku Administrator litewskiego rejestru osób prawnych wszczął likwidację spółki Railen Baltics, UAB w likwidacji, w której PGE Energetyka Kolejowa Holding sp. z o.o. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym. Decyzja o wszczęciu likwidacji została zaskarżona, w wyniku czego 31 stycznia 2024 roku Administrator litewskiego rejestru osób prawnych uchylił postanowienie o postawieniu spółki Railen Baltics, UAB w stan likwidacji, tj. spółka ta nie znajduje się obecnie w stanie likwidacji.

RESTRUKTURYZACJA SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka likwidowana	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
Obrót	ENESTA sp. z o.o. w restrukturyzacji z siedzibą w Stalowej Woli	21 czerwca 2022 roku / Na 30 czerwca 2024 roku brak zakończenia postępowania restrukturyzacyjnego	21 czerwca 2022 roku Sąd Rejonowy w Rzeszowie V Wydział Gospodarczy otworzył postępowanie restrukturyzacyjne (sanacyjne) spółki ENESTA sp. z o.o. w restrukturyzacji i wyznaczył Zarządcę w ramach tego postępowania restrukturyzacyjnego. Proces restrukturyzacji spółki jest obecnie w toku. PGE Obrót S.A. posiada aktualnie 94,51% udziałów w kapitale zakładowym spółki.

1.4. Skład osobowy organów zarządzających i nadzorujących Spółki

1.4.1 Zarząd

SKŁAD OSOBOWY ZARZĄDU

Tabela: Skład Zarządu Spółki na 1 stycznia 2024 roku

Imię i nazwisko Członka Zarządu	Pełniona funkcja	Okres pełnienia funkcji
Wojciech Dąbrowski	Prezes Zarządu	od 20 lutego 2020 roku do 7 lutego 2024 roku
Wanda Buk	Wiceprezes Zarządu ds. Regulacji	od 1 września 2020 roku do 7 lutego 2024 roku
Przemysław Kołodziejak	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych	od 1 maja 2023 roku do 4 kwietnia 2024 roku
Lechosław Rojewski	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych	od 9 czerwca 2021 roku do 28 lutego 2024 roku
Rafał Włodarski	Wiceprezes Zarządu ds. Wsparcia i Rozwoju	od 9 stycznia 2023 roku do 7 lutego 2024 roku

ZMIANY W SKŁADZIE ZARZĄDU SPÓŁKI W 2024 ROKU

7 lutego 2024 roku Rada Nadzorcza podjęła następujące uchwały:

- nr 287/XII/2024 o odwołaniu ze składu Zarządu Wojciecha Dąbrowskiego - Prezesa Zarządu,
- nr 288/XII/2024 o odwołaniu ze składu Zarządu Wandy Buk - Wiceprezesa Zarządu ds. Regulacji,
- nr 289/XII/2024 o odwołaniu ze składu Zarządu Rafała Włodarskiego - Wiceprezesa Zarządu ds. Wsparcia i Rozwoju.

Ponadto 7 lutego 2024 roku Rada Nadzorcza podjęła również uchwały o delegowaniu Członków Rady Nadzorczej do czasowego wykonywania czynności Członków Zarządu:

- nr 290/XII/2024 o powołaniu Eryka Kosińskiego do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu Spółki na okres 3 miesięcy oraz o powierzeniu mu obowiązków Prezesa Zarządu Spółki,
- nr 291/XII/2024 o powołaniu Małgorzaty Banasik do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu Spółki na okres 3 miesięcy.

28 lutego 2024 roku Rada Nadzorcza podjęła uchwałę nr 304/XII/2024 o odwołaniu ze składu Zarządu Lechosława Rojewskiego, Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych.

6 marca 2024 roku w wyniku przeprowadzonego postępowania kwalifikacyjnego, Rada Nadzorcza podjęła uchwały:

- nr 312/XII/2024 w sprawie powołania Dariusza Marca w skład Zarządu spółki PGE S.A., powierzając z dniem 18 marca 2024 roku funkcję Prezesa Zarządu,
- nr 313/XII/2024 w sprawie powołania Marcina Laskowskiego w skład Zarządu spółki PGE S.A., powierzając z dniem 18 marca 2024 roku funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Regulacji.

Jednocześnie 6 marca 2024 roku Rada Nadzorcza podjęła uchwały:

- nr 314/XII/2024 o zakończeniu z dniem 17 marca 2024 roku delegowania Eryka Kosińskiego, Członka Rady Nadzorczej, do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu PGE S.A. pełniącego obowiązki Prezesa Zarządu,
- nr 315/XII/2024 o zakończeniu z dniem 8 marca 2024 roku delegowania Małgorzaty Banasik, Członka Rady Nadzorczej, do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu PGE S.A.

21 marca 2024 roku w wyniku przeprowadzonego postępowania kwalifikacyjnego, Rada Nadzorcza podjęła uchwałę:

- nr 326/XII/2024 w sprawie powołania Roberta Kowalskiego w skład Zarządu spółki PGE S.A., powierzając z dniem 15 maja 2024 roku funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Wsparcia i Rozwoju.

4 kwietnia 2024 roku w wyniku przeprowadzonego postępowania kwalifikacyjnego, Rada Nadzorcza podjęła uchwałę nr 336/XII/2024 w sprawie powołania Renaty Czech w skład Zarządu spółki PGE S.A., powierzając z dniem 15 kwietnia 2024 roku funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych.

Ponadto 4 kwietnia 2024 roku Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę nr 343/XII/2024 w sprawie odwołania ze składu Zarządu Przemysława Kołodziejaka, Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych.

5 kwietnia 2024 roku do Rady Nadzorczej Spółki wpłynęło oświadczenie Renaty Czech, powołanej na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych, o rezygnacji z objęcia funkcji z powodów osobistych.

20 maja 2024 roku w wyniku przeprowadzonego postępowania kwalifikacyjnego, Rada Nadzorcza podjęła uchwałę nr 368/XII/2024 w sprawie powołania Macieja Górskiego w skład Zarządu spółki PGE S.A., powierzając z dniem 24 czerwca 2024 roku funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych.

24 czerwca 2024 roku w wyniku przeprowadzonego postępowania kwalifikacyjnego, Rada Nadzorcza podjęła uchwałę nr 378/XII/2024 w sprawie powołania Przemysława Jastrzębskiego w skład Zarządu spółki PGE S.A., powierzając z dniem 15 lipca 2024 roku funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych.

AKTUALNY SKŁAD ZARZĄDU SPÓŁKI

Tabela: Skład Zarządu Spółki na dzień podpisania niniejszego sprawozdania

Imię i nazwisko Członka Zarządu	Pełniona funkcja
Dariusz Marzec	Prezes Zarządu
Maciej Górski	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych
Przemysław Jastrzębski	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
Robert Kowalski	Wiceprezes Zarządu ds. Wsparcia i Rozwoju
Marcin Laskowski	Wiceprezes Zarządu ds. Regulacji

1.4.2 Rada Nadzorcza

Rada Nadzorcza PGE S.A. działa na podstawie ustawy z dnia 15 września 2000 roku – Kodeks spółek handlowych oraz Statutu i regulaminu Rady Nadzorczej Spółki, których treść dostępna jest na stronie internetowej Spółki: [Regulamin Rady Nadzorczej](#).

Tabela: Skład Rady Nadzorczej Spółki na 1 stycznia 2024 roku

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
Tomasz Hapunowicz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny

ZMIANY W SKŁADZIE RADY NADZORCZEJ W 2024 ROKU

25 stycznia 2024 roku Minister Aktywów Państwowych powołał oświadczeniem do składu Rady Nadzorczej Michała Domagałę.

31 stycznia 2024 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie:

- odwołało ze składu Rady Nadzorczej następujące osoby:
 - Janinę Goss
 - Tomasza Hapunowicza
 - Mieczysława Sawaryna
 - Artura Składankę
 - Radosława Winiarskiego
- powołało w skład Rady Nadzorczej następujące osoby:
 - Małgorzatę Banasik
 - Eryka Kosińskiego
 - Andrzeja Kozyrę
 - Elżbietę Niebisz

- Sławomira Patyrę
- Andrzeja Rzońcę
- Andrzeja Sadkowskiego

7 lutego 2024 roku dokonano wyboru nowego Prezydium Rady Nadzorczej. Ponadto 7 lutego 2024 roku Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwały o delegowaniu Członków Rady Nadzorczej do Zarządu Spółki:

- Eryka Kosińskiego - do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu PGE S.A. na okres 3 miesięcy oraz o powierzeniu mu obowiązków Prezesa Zarządu Spółki,
- Małgorzaty Banasik - do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu PGE S.A. na okres 3 miesięcy.

6 marca 2024 roku Rada Nadzorcza podjęła uchwały dotyczące zakończenia delegowania Członków Rady Nadzorczej do czasowego wykonywania czynności Członków Zarządu PGE S.A.

Tabela: Skład Rady Nadzorczej Spółki na dzień podpisania niniejszego sprawozdania

Imię i nazwisko Członka Rady Nadzorczej	Pełniona funkcja
Michał Domagała	Przewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny
Andrzej Sadkowski	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny
Anna Kowalik	Sekretarz Rady Nadzorczej
Małgorzata Banasik	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Eryk Kosiński	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Andrzej Kozyra	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Elżbieta Niebisz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Sławomir Patyra	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Andrzej Rzońca	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny

1.4.3 Komitety Rady Nadzorczej

Tabela: Skład komitetów stałych Rady Nadzorczej na 1 stycznia 2024 roku

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

25 stycznia 2024 roku Minister Aktywów Państwowych powołał oświadczeniem do składu Rady Nadzorczej Michała Domagałę.

31 stycznia 2024 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie odwołało ze składu Rady Nadzorczej: Janinę Goss, Tomasza Hapunowicza, Mieczysława Sawaryna, Artura Składankę, Radosława Winiarskiego oraz powołało w skład Rady Nadzorczej: Małgorzatę Banasik, Eryka Kosińskiego, Andrzeja Kozyrę, Elżbietę Niebisz, Sławomira Patyrę, Andrzeja Rzońcę oraz Andrzeja Sadkowskiego.

Tabela: Skład komitetów stałych Rady Nadzorczej na dzień podpisania niniejszego sprawozdania

Imię i nazwisko Członka Rady Nadzorczej	Komitet Audytu	Komitet Ładu Korporacyjnego	Komitet Strategii i Rozwoju	Komitet Nominacji i Wynagrodzeń
Małgorzata Banasik			Przewodnicząca	Członek
Michał Domagała	Członek			Członek
Eryk Kosiński		Członek	Członek	
Anna Kowalik	Członek	Członek		Przewodnicząca
Andrzej Kozyra		Członek		Członek
Elżbieta Niebisz	Członek		Członek	
Sławomir Patyra		Przewodniczący		Członek
Andrzej Rzońca	Przewodniczący		Członek	
Andrzej Sadkowski			Członek	

1.5. Akcje i akcjonariat

1.5.1 Kapitał zakładowy PGE S.A. i struktura właścicielska

KAPITAŁ ZAKŁADOWY

Na 1 stycznia 2024 roku, 30 czerwca 2024 roku oraz na dzień podpisania niniejszego sprawozdania kapitał zakładowy PGE S.A. wynosił 19 183 746 098,70 PLN i dzielił się na 2 243 712 994 akcji o wartości nominalnej 8,55 PLN każda. W ciągu I półrocza 2024 roku nie było zmian w kapitale zakładowym PGE S.A.

Tabela: Kapitał zakładowy Spółki.

Seria/emisja	Rodzaj akcji	Rodzaj uprzywilejowania	Liczba akcji	Wartość serii/emisji wg wartości nominalnej	Sposób pokrycia kapitału
"A"	zwykłe	nie dotyczy	1 470 576 500	12 573 429 075,00	aport/gotówka
"B"	zwykłe	nie dotyczy	259 513 500	2 218 840 425,00	gotówka
"C"	zwykłe	nie dotyczy	73 228 888	626 106 992,40	połączenie z PGE GIE S.A. ¹
"D"	zwykłe	nie dotyczy	66 441 941	568 078 595,55	połączenie z PGE Energia S.A.
"E"	zwykłe	nie dotyczy	373 952 165	3 197 291 010,75	gotówka
Razem			2 243 712 994	19 183 746 098,70	

¹ PGE Górnictwo i Energetyka S.A.

AKCJONARIUSZE SPÓŁKI POSIADAJĄCY ZNACZNE PAKIETY AKCJI

Zgodnie z pismem z Ministerstwa Aktywów Państwowych z 20 maja 2022 roku, Skarb Państwa posiadał 1 365 601 493 akcji zwykłych Spółki, reprezentujących 60,86% kapitału zakładowego Spółki oraz uprawniających do wykonywania 1 365 601 493 głosów na Walnym Zgromadzeniu Spółki, stanowiących 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: Struktura własnościowa kapitału podstawowego Spółki na 1 stycznia 2024 roku, 30 czerwca 2024 roku oraz na dzień podpisania niniejszego sprawozdania¹.

Skarb Państwa wraz z podmiotem zależnym		Pozostali Akcjonariusze		Suma	
wartość nominalna akcji (PLN)	udział % w kapitale zakładowym i w głosach	wartość nominalna akcji (PLN)	udział % w kapitale zakładowym i w głosach	wartość nominalna akcji (PLN)	udział % w kapitale zakładowym i w głosach
11 835 757 313,55	61,70	7 347 988 785,15	38,30	19 183 746 098,70	100,00

¹ Struktura własnościowa została zaprezentowana na podstawie informacji dostępnych Spółce.

Wszystkie akcje Spółki zostały opłacone.

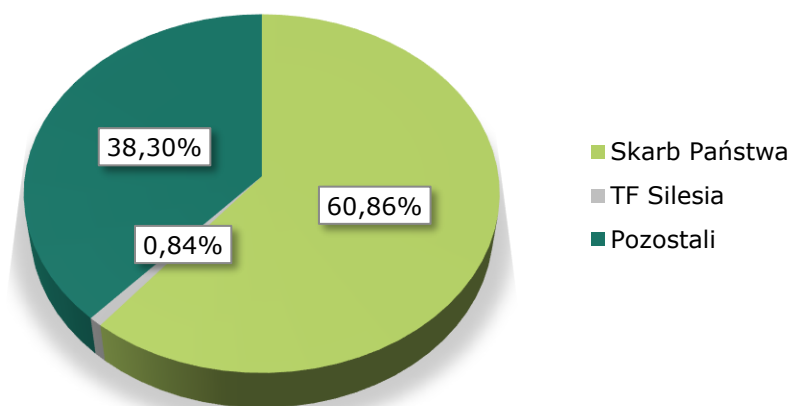
Pomimo, iż akcje Spółki nie są akcjami uprzywilejowanymi, Statut Spółki przewiduje szczególne uprawnienia dla Skarbu Państwa, dopóki pozostaje on jej Akcjonariuszem.

Tabela: Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGE S.A. na dzień 1 stycznia 2024 roku, 30 czerwca 2024 roku oraz na dzień podpisania 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%

W ciągu I półrocza 2024 roku nie było zmian w strukturze akcjonariatu PGE S.A.

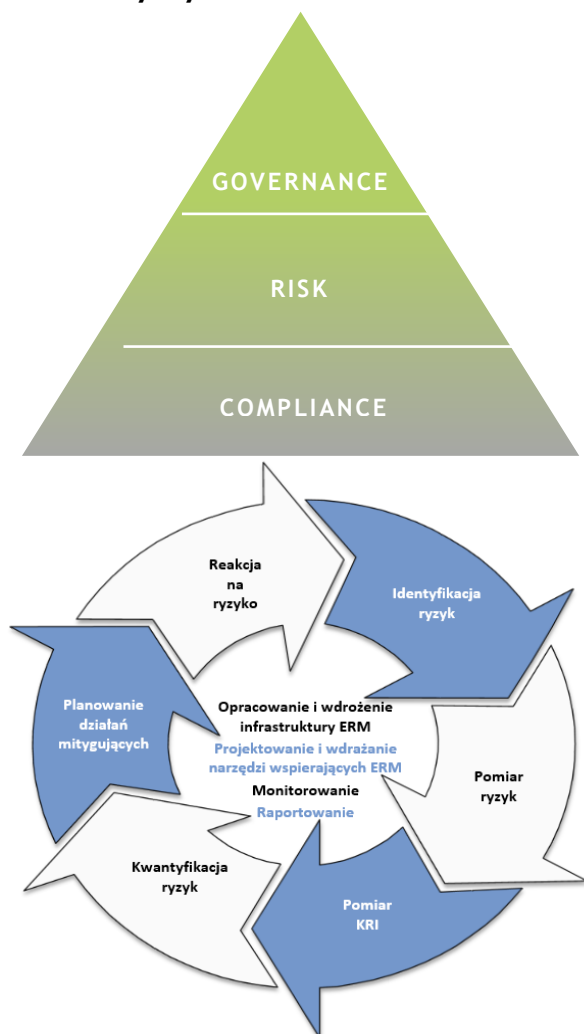
Wykres: Struktura akcjonariatu PGE S.A.



1.5.2 Akcje jednostki dominującej oraz akcje/udziały w jednostkach powiązanych z PGE S.A. będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu Spółki, żadna z osób zarządzających i nadzorujących Spółkę na dzień 30 czerwca 2024 roku oraz na dzień podpisania niniejszego sprawozdania nie posiadały akcji jednostki dominującej ani akcji/udziałów w jednostkach powiązanych z PGE S.A.

2. Ryzyka w działalności GK PGE



PGE S.A., jako Centrum Korporacyjne zarządzające Grupą Kapitałową, kreuje i wdraża rozwiązania w zakresie architektury zintegrowanego zarządzania ryzykiem w GK PGE. W szczególności kształtuje polityki, standardy i praktyki zarządzania ryzykiem w GK PGE, opracowuje i rozwija wewnętrzne narzędzia IT wspomagające te procesy, określa globalny apetyt na ryzyko oraz adekwatne limity, a także monitoruje ich poziomy. Spółki z Grupy Kapitałowej PGE, podobnie jak inne podmioty z sektora elektroenergetycznego, narażone są na ryzyka i zagrożenia wynikające ze specyfiki prowadzonej działalności operacyjnej oraz funkcjonowania w określonym otoczeniu rynkowym i regulacyjno-prawnym.

W GK PGE zarządzanie ryzykiem realizowane jest w oparciu o model GRC (Governance – Risk – Compliance) tj. koncepcję 3 linii (Biznes – Ryzyko – Audyt). Umożliwia to dopasowanie i integrację procesu na wszystkich poziomach zarządzania w poszczególnych obszarach działalności. Ustanowienie na najwyższym poziomie zarządczym Komitetu Ryzyka, raportującego bezpośrednio do Zarządu, zapewnia nadzór nad efektywnością zarządzania ryzykiem w Grupie. Zdefiniowanie funkcji w ramach korporacyjnego zarządzania ryzykiem pozwala na niezależną ocenę poszczególnych ryzyk, ich wpływu na GK PGE oraz limitowanie i kontrolę istotnych ryzyk za pomocą dedykowanych instrumentów. Wydzielenie w ramach Grupy odrębnej funkcji Compliance gwarantuje, że prowadzona przez GK PGE działalność jest zgodna z warunkowaniami prawnymi oraz zapewnia przestrzeganie przyjętych norm wewnętrznych.

Grupa Kapitałowa PGE konsekwentnie rozwija kompleksowy system zarządzania ryzykami oraz ocenia i analizuje ryzyka w kluczowych spółkach GK PGE. Mechanizmy identyfikacji obszarów narażonych na ryzyko oraz sposoby pomiaru jego poziomu podlegają ciągłej weryfikacji i doskonaleniu, dzięki czemu istotne ryzyka dotyczące poszczególnych segmentów

działalności są utrzymywane w ustalonych granicach poprzez ograniczanie negatywnych skutków tych zagrożeń oraz podejmowanie działań wyprzedzających lub naprawczych, zgodnie z przedstawionym cyklem.

Wszystkie zidentyfikowane i oceniane ryzyka dotyczące bieżącej działalności Grupy umieszczone są w rejestrze ryzyk (księgach ryzyk) prowadzonym przez Departament Ryzyka i Ubezpieczeń (DRU) w PGE S.A. W księgach ryzyk odzwierciedlane są zmiany wartości poszczególnych parametrów ryzyka wraz z informacją o realizowanych działaniach mitygujących (zmniejszających prawdopodobieństwo wystąpienia i minimalizujących negatywne skutki ryzyka) oraz ich skuteczności. Skuteczność realizowanych działań mitygujących oznaczona jest za pomocą następujących trzech kategorii:

- efektywne,
- do usprawnienia,
- do zmiany.



Wśród najistotniejszych ryzyk dla GK PGE (przedstawionych w pkt. 2.1 niniejszego sprawozdania) ok. 84% stanowią działania mitygujące z kategorii efektywne, ok. 16% z kategorii do usprawnienia, natomiast nie wystąpiły działania mitygujące z kategorii do zmiany.

Tabela w pkt. 2.1 przedstawia najistotniejsze ryzyka zidentyfikowane w GK PGE wraz z ich oceną w perspektywie do końca 2024 roku. Poziom ryzyka oznacza jego potencjalny finansowy wpływ na wyniki Grupy, a perspektywa ryzyka (trend) przypuszczalny kierunek rozwoju ryzyka. Potencjalne zdarzenia determinujące wycenę ryzyk w poprzednim raporcie, obecnie częściowo opisywane są w innych sekcjach tego raportu, jako zdarzenia okresu.


Obecny scenariusz (perspektywa do końca 2024 roku) zakłada pozostawienie aktywów węglowych (segment Energetyka Konwencjonalna) w Grupie PGE.


2.1. Ryzyka - perspektywa bieżąca

Poniżej przedstawiono najważniejsze ryzyka w PGE S.A. oraz Grupie PGE wraz z ich poziomem oraz perspektywą na rok 2024.

Obszar ryzyka	Nazwa ryzyka	Poziom/ Perspektywa ryzyka	Działania mitygujące i narzędzia służące zarządzaniu ryzykiem
RYZYKA RYNKOWE I PRODUKTOWE związane z cenami i wolumenami oferowanych produktów i usług	Marża brutto na energii elektrycznej z aktywów wytwórczych GK PGE i obrocie produktami powiązanymi – jej wysokość jest narażona na ryzyko wynikające z niepewności co do przyszłych poziomów i zmienności cen rynkowych (cen energii elektrycznej oraz cen kluczowych produktów energetycznych, tj. CO ₂ , paliw, w tym w szczególności węgla kamiennego, gazu, praw majątkowych i gwarancji pochodzenia) oraz kwestii regulacyjnych dotyczących poziomów cen energii elektrycznej, EUA oraz paliw.	 	Najważniejsze działania: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Optymalizacja aktywów wytwórczych - określenie scenariuszy produkcyjnych dla zaktualizowanych parametrów rynkowych energii elektrycznej, CO₂ i paliw. ▪ Określenie i realizacja strategii zabezpieczania marży poprzez zabezpieczenie przychodów z aktywów wytwórczych GK PGE (sprzedaż energii elektrycznej, praw majątkowych i gwarancji pochodzenia) oraz kosztów (zakup EUA, waluty oraz paliw), monitorowanie limitów odnoszących się do oczekiwanego na dany moment poziomu zabezpieczonej marży zgodnie ze strategią zabezpieczenia zaakceptowaną przez Komitet Ryzyka. ▪ Ustalanie apetytu na ryzyko i poziomu zabezpieczenia pozycji z uwzględnieniem wyników pomiaru ryzyka cen energii elektrycznej i produktów powiązanych, opartego o miary „at risk”. Docelowe poziomy zabezpieczenia określone są z uwzględnieniem sytuacji finansowej i Strategii Grupy. ▪ Monitorowanie ekspozycji na ryzyko dla poszczególnych obszarów, w odniesieniu do wyznaczonych limitów i strategii zabezpieczenia określonych przez Komitet Ryzyka lub Zarząd PGE S.A., poprzez raporty operacyjne sporządzane przez DRU. ▪ Badanie, monitorowanie oraz analiza rynków energii elektrycznej i trendów w sektorze oraz otoczenia regulacyjnego w zakresie zmian dotyczących sektora energii elektrycznej i produktów powiązanych w celu optymalnego wykorzystania możliwości wytwórczych i sprzedażowych. ▪ Pozyskiwanie nowych klientów - dywersyfikacja kanałów dotarcia do odbiorców końcowych oraz różnicowanie grup docelowych, poprzez utrzymanie rozbudowanego portfolio produktowego i dopasowanie ofert do zapotrzebowania rynku, w tym rozwój oferty o produkty typu Power Purchase Agreements (PPA). ▪ Utrzymywanie dotychczasowych klientów - dywersyfikowany portfel ofert lojalizujących oraz specjalne oferty dedykowane dla klientów utraconych na rzecz konkurencji. ▪ Dbłość o wysoką jakość obsługi poprzez budowanie kompetencji wśród pracowników oraz kształtowanie relacji w obszarze klientów biznesowych i indywidualnych.
	Produkcja energii elektrycznej i ciepła – związana z planowaniem produkcji i negatywnym wpływem czynników kształtujących możliwości produkcyjne.	 	
	Wolumen sprzedaży energii elektrycznej - ryzyko będące pochodną niepewności związanej z kształtowaniem się poziomów marżowości posiadanych aktywów wytwórczych i ryzyko pogarszania się efektywności ekonomicznej aktywów węglowych w związku z polityką regulacyjną dotyczącą sektora energetycznego, wskaźników makroekonomicznych, wpływających na zapotrzebowanie na energię elektryczną i towary energetyczne, w tym m.in. poziom koniunktury gospodarczej, kierunek rozwoju rynku energetycznego (np. zmiany miksu energetycznego), wojna w Ukrainie i podejmowane działania zaradcze.	 	
	Taryfy (ceny regulowane) – wynikające z obowiązku zatwierdzenia dla odpowiednich grup podmiotów stawek dotyczących usług dystrybucyjnych, cen energii elektrycznej i ciepła, a także z opóźnień wypłat rekompensat przez Zarządcę Rozliczeń.	 	


 poziom ryzyka niski; nie stwarza zagrożenia i może być tolerowane







 poziom ryzyka średni; powinna być przygotowana odpowiednia reakcja, oparta na analizie kosztów i korzyści

 poziom ryzyka wysoki; ryzyko nietolerowalne, wymagające podjęcia bezzwłocznej i aktywnej reakcji na ryzyko, zmierzającej do jednoczesnego zmniejszenia możliwych skutków oraz prawdopodobieństwa jego wystąpienia

 spadek








 perspektywa stabilna

 wzrost

Obszar ryzyka	Nazwa ryzyka	Poziom/ Perspektywa ryzyka	Działania mitygujące i narzędzia służące zarządzaniu ryzykiem
	Rynek Mocy – konsekwencja zagrożeń związanych z niedotrzymaniem zobowiązań wynikających z obowiązku mocowego Jednostek Rynku Mocy.		<ul style="list-style-type: none"> Wykorzystywanie narzędzi wspomagających procesy relacji z klientami, umożliwiających lepsze planowanie oraz organizację samej sprzedaży. Zapewnienie oczekiwanej gotowości do pracy poszczególnych Jednostek Rynku Mocy (opóźnienia inwestycji mogą generować dodatkowe koszty). Ścisła współpraca z URE przez cały rok taryfowy, dostosowywanie strategii zabezpieczania sprzedaży taryfowej do oczekiwanego podejścia URE w zakresie określenia cen taryfowych dla energii elektrycznej. Ścisła współpraca z Zarządcą Rozliczeń i prezesem URE w sprawie rozliczeń związanych z Ustawą o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku, mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 oraz 2024 roku (Ustawa o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku) oraz Ustawy z 23 maja 2024 roku o bonie energetycznym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia cen energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła systemowego (Ustawa o bonie energetycznym).
RYZYKA MAJĄTKOWE związane z rozwojem i utrzymaniem majątku	Awarie i szkody w majątku – związane z eksploatacją i degradacją w czasie urządzeń i obiektów energetycznych oraz ich ochroną przed czynnikami destrukcyjnymi (m.in. pożary, skutki zjawisk pogodowych, dewastacja).		<p>Najważniejsze działania:</p> <ul style="list-style-type: none"> Dywersyfikacja dotychczasowej struktury źródeł produkcyjnych, wprowadzanie technologii ograniczającej negatywny wpływ czynników atmosferycznych. Aktywna realizacja strategii rozwoju i unowocześniania własnych mocy wytwórczych. Dokonywanie bieżących remontów zgodnie z najwyższymi standardami sektorowymi. Ubezpieczenie najważniejszych aktywów wytwórczych na wypadek awarii oraz powstania szkód w majątku. Składniki majątku ubezpieczane są w oparciu o analizę kosztów ubezpieczenia, dostępnych pojemności rynków ubezpieczeniowych na określone ryzyka lub dla poszczególnych rodzajów aktywów, kosztów związanych z ewentualnym odtworzeniem majątku i potencjalnie utraconych przychodów. Systematyczna poprawa niezawodności dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych poprzez modernizację sieci dystrybucyjnej. Stałe monitorowanie przepisów i regulacji prawnych dotyczących ochrony środowiska oraz polityki energetycznej.
	Inwestycje rzeczowe – związane ze strategicznymi kierunkami rozwoju GK PGE i ograniczonymi możliwościami pozyskiwania finansowania na te projekty.		
	Zarządzanie majątkiem i inwestycje utrzymaniowe – związane z zagrożeniami wynikającymi z utrzymania we właściwym stanie technicznym majątku produkcyjnego.		
RYZYKA OPERACYJNE związane z realizacją bieżących procesów gospodarczych	Gospodarowanie paliwami – związane z niepewnością co do kosztów, jakości, terminowości i ilości dostarczanych paliw (głównie węgla kamiennego), surowców produkcyjnych oraz sprawnością procesu zarządzania zapasami.		<p>Najważniejsze działania:</p> <ul style="list-style-type: none"> Optymalizacja czasu życia urządzeń i dyspozycyjności kluczowych składników majątku. Terminowe przeglądy, remonty i modernizacje posiadanego majątku. Optymalizacja kosztów, m.in. poprzez monitorowanie cen i stanu zapasów paliw oraz zabezpieczenie ich dostaw w postaci długoterminowych kontraktów z dostawcami oraz formuł ustalania cen. Monitorowanie sieci teleinformatycznych z uwagi na wzmożoną działalność grup przestępczych w związku z wojną w Ukrainie.
	Cyberbezpieczeństwo – ryzyko celowego zakłócenia prawidłowego funkcjonowania, przestrzeni przetwarzania i wymiany informacji tworzonej przez systemy informatyczne działające w Grupie.		

¹ Spadek trendu ryzyka wynika z ustabilizowania się sytuacji na rynku paliw.







² Wzrost poziomu ryzyka oraz trendu wynika z prowadzonej przez Rosję wojny hybrydowej.

Obszar ryzyka	Nazwa ryzyka	Poziom/ Perspektywa ryzyka	Działania mitygujące i narzędzia służące zarządzaniu ryzykiem
	Nadzór nad polisami ubezpieczeniowymi – zagrożenia wynikające z niedostosowania umowy ubezpieczenia do potrzeb lub nieprzestrzegania warunków umowy ubezpieczenia, co może skutkować brakiem odszkodowania w całości lub w części.		<ul style="list-style-type: none"> Monitorowanie zmian prawnych i zmian norm technicznych w zakresie ubocznych produktów spalania. Inwestycje w poprawę sprawności procesu spalania. Stałe monitorowanie dostępności usług. Tworzenie Planów Ciągłości Działania dla krytycznych systemów, opracowywanie i testowanie procedur awaryjnych. Stały kontakt i współpraca z DRU oraz innymi komórkami organizacyjnymi Spółki w zakresie zidentyfikowanych nowych ryzyk lub luk w umowach ubezpieczeniowych. Działalność brokera wewnętrznego PGE Asekuracja S.A. Centralizacja procesu likwidacji szkód. Bieżący monitoring zmian w przepisach prawa. Szkolenia w zakresie regulacji zapobiegających praniu pieniędzy oraz finansowaniu terroryzmu. Wymóg zapoznania się z Dobrymi Praktykami Zakupowymi oraz z Kodeksem Postępowania dla Partnerów Biznesowych spółek GK PGE. Prowadzenie Centralnego Systemu Badania Dostawców. Odpowiednia ścieżka akceptacji oraz regulacje wewnętrzne dotyczące procesu zakupowego. Kontrola środowiska pracy. Szkolenie pracowników w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy. Aktywny udział Grupy PGE w programach stażowych oraz współpracy z ośrodkami edukacji w celu zapewnienia dopływu wykwalifikowanych kadr. Ocena i szkolenie kadr w celu optymalnego ich wykorzystania w strukturach Grupy. Prowadzenie intensywnego i skutecznego dialogu w celu uniknięcia eskalacji ewentualnych sporów ze stroną społeczną oraz wypracowania jak najkorzystniejszych rozwiązań w obszarze zatrudnienia i związanych z tym kosztów w ramach GK PGE.
	Reputacja – związane z negatywnym odbiorem wizerunku podmiotu przez klientów, kontrahentów, inwestorów, akcjonariuszy, a także opinię publiczną.		
	Zakupy – związane z nieefektywnością i nieprawidłowością realizacji procesu zakupowego.		
	Zasoby ludzkie – związane z trudnościami w zapewnieniu kadry o odpowiednim doświadczeniu, kompetencjach i zdolnościach do realizacji określonych zadań.		
	Dialog społeczny – związane z nieosiągnięciem porozumienia pomiędzy władzami Grupy PGE a stroną społeczną, mogącego doprowadzić do strajków/sporów zbiorowych.		
RYZYKA REGULACYJNO – PRAWNE	Ochrona środowiska – obowiązki wynikające z przepisów określających wymogi środowiskowe, jakie powinny spełniać instalacje energetyczne oraz zasad korzystania ze środowiska naturalnego, w tym niepewność co do ich ostatecznego kształtu i poziomu limitów oraz sprawozdawczości z zakresu ESG.		<p>Najważniejsze działania:</p> <ul style="list-style-type: none"> Monitoring wprowadzanych i proponowanych zmian prawnych zapewnia, że działalność prowadzona w podstawowych segmentach biznesowych odbywa się zgodnie z przepisami oraz, że GK PGE dysponuje rozwiązaniami uwzględniającymi ewentualne zmiany w otoczeniu prawnym. Dialog społeczny. Nadzór operacyjny w zakresie planowanych i realizowanych działań inwestycyjnych i modernizacyjnych odnośnie spełnienia wymagań środowiskowych.
związane z wypełnieniem wymogów	Bezpieczeństwo pracowników – związane z niezapewnieniem bezpiecznych warunków pracy.		

³ Wzrost trendu wynika z rosnących trudności w pozyskiwaniu kadry technicznej i specjalistycznej.

Obszar ryzyka	Nazwa ryzyka	Poziom/ Perspektywa ryzyka	Działania mitygujące i narzędzia służące zarządzaniu ryzykiem
otoczenia prawnego	Klimat – zobowiązania wynikające z ustaleń na poziomie unijnym, krajowym i celów strategicznych w zakresie polityki klimatyczno-energetycznej UE oraz sprawozdawczości z zakresu kwestii ESG.		<ul style="list-style-type: none"> Udoskonalanie działań na rzecz ochrony i poprawy stanu środowiska, poprzez wdrażanie rozwiązań technologicznych i organizacyjnych, zapewniających sprawne i efektywne zarządzanie tym obszarem. Monitoring regulacji krajowych dot. Ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku oraz Ustawy o bonie energetycznym. Zmniejszanie emisyjności aktywów wytwórczych GK PGE, rozwój nisko- i zeroemisyjnych źródeł wytwarzania energii.
	Koncesje – wynikające z ustawowego obowiązku posiadania koncesji w związku z prowadzoną działalnością.		<ul style="list-style-type: none"> Dostosowanie regulacji wewnętrznych oraz praktyk postępowania, aby prowadzona działalność była zgodna z regulacjami branżowymi i obowiązującymi przepisami. Monitorowanie i analiza stanu otoczenia regulacyjnego GK PGE na szczeblu międzynarodowym z oceną ryzyk.
	Sprawozdawczość i podatki – związane ze zmianami w przepisach podatkowych i ich interpretacji oraz ich praktycznym, poprawnym wdrożeniem.		<ul style="list-style-type: none"> Ocena wpływu proponowanych zmian regulacyjnych na szczeblu międzynarodowym na GK PGE. Opiniowanie i kreowanie zmian otoczenia regulacyjnego na poziomie międzynarodowym w zakresie strategicznym. Zarządzanie współpracą i kontaktem z interesariuszami w zakresie regulacji na poziomie międzynarodowym, w tym poprzez działania Biura PGE S.A. w Brukseli. Zarządzanie członkostwem oraz prowadzenie współpracy GK PGE w organizacji branżowej - Polski Komitet Energii Elektrycznej. Przygotowanie do realizacji nowych obowiązków raportowych wynikających z nowego prawodawstwa Unii Europejskiej (dyrektywa CSRD/ESRS, taksonomia, CSDDD). Monitoring regulacji wewnętrznych, implementujących unijne dyrektywy środowiskowe do porządku krajowego. Udział w ratingach ESG i badaniach inwestorów zagranicznych. Efektywne pozyskiwanie finansowania zewnętrznego oraz dozwolonej pomocy publicznej na realizację planowanych nisko- i zeroemisyjnych inwestycji przez GK PGE.
RYZYKA FINANSOWE związane z prowadzoną gospodarką finansową	Kredytowe – związane z niewypłacalnością kontrahenta, częściową i/lub nieterminową spłatą należności lub innym odstępstwem od warunków kontraktowych (np. brakiem realizacji dostawy/odbioru towaru oraz brakiem płatności powiązanych odszkodowań i kar umownych).		Najważniejsze działania: <ul style="list-style-type: none"> Przeprowadzanie oceny scoringowej kontrahenta, w oparciu o którą ustalany jest rating wewnętrzny i limit kredytowy, który jest regularnie monitorowany i aktualizowany. Ekspozycje przekraczające ustalone limity są zabezpieczane zgodnie z zasadami obowiązującymi w Procedurze zarządzania ryzykiem kredytowym w GK PGE.

⁴ Na wysoki poziom ryzyka wpływa przygotowanie do sprawozdawczości z zakresu zrównoważonego rozwoju.

Obszar ryzyka	Nazwa ryzyka	Poziom/ Perspektywa ryzyka	Działania mitygujące i narzędzia służące zarządzaniu ryzykiem
	<p>Płynność finansowa – związana z możliwością utraty zdolności do obsługi bieżących zobowiązań i pozyskiwania źródeł finansowania działalności biznesowej.</p>	 	<p>Poziom wykorzystania limitów jest regularnie monitorowany, prowadzony jest również bieżący monitoring płatności należności oraz stosuje się wczesną windykację.</p>
	<p>Stopy procentowe – wynikające z negatywnego wpływu zmian oprocentowania na przepływy pieniężne Grupy PGE.</p>	 	<ul style="list-style-type: none"> Stosowanie w Grupie centralnego modelu finansowania, zgodnie z którym finansowanie zewnętrzne pozyskiwane jest przez PGE S.A. a spółki zależne w Grupie korzystają z różnych źródeł finansowania wewnątrzgrupowego. Ryzyko utraty płynności monitorowane jest przy pomocy narzędzi okresowego planowania w zakresie prowadzonej działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej. Planowanie płynności jest związane z cyklicznym średnioterminowym i długoterminowym przygotowywaniem i aktualizowaniem prognoz i planów finansowych GK PGE, pozwalających na zaplanowanie przepływów i płynności finansowej GK PGE w dłuższej perspektywie. Pozwala to na uprzednie dostosowanie planów inwestycyjnych GK PGE i kosztów Grupy do oczekiwanych i planowanych wartości. Dodatkowo, w celu zminimalizowania możliwości wystąpienia zakłóceń przepływów środków pieniężnych oraz ryzyka utraty płynności PGE S.A. dywersyfikuje źródła finansowania oraz ich pozyskanie pod przyszłe rozliczenia GK PGE.
	<p>Walutowe – wynikające z niekorzystnego wpływu wahań kursów walutowych na przepływy pieniężne GK PGE denominowane w walucie innej niż waluta krajowa.</p>	 	<ul style="list-style-type: none"> W zakresie ryzyka walutowego i stopy procentowej Grupa PGE przyjęła wewnętrzne zasady zarządzania tymi ryzykami. Spółki z Grupy PGE zawierają transakcje pochodne w zakresie instrumentów opartych o stopę procentową i/lub walutę (IRS, CCIRS, FX Forward) wyłącznie w celu zabezpieczenia zidentyfikowanej ekspozycji na ryzyka. Obowiązujące regulacje nie pozwalają, w zakresie transakcji pochodnych opartych o stopę procentową i walutę, na zawieranie transakcji spekulacyjnych, czyli takich, które miałyby na celu generowanie dodatkowych zysków, wynikających ze zmian poziomu stóp procentowych i zmiany kursów walutowych, jednocześnie narażając Grupę na ryzyko poniesienia ewentualnej straty z tego tytułu.

⁵ Na wysoki poziom ryzyka wpływają aktywa węglowe posiadane przez Grupę PGE.

⁶ Spadek poziomu ryzyka wynika z bezzwłocznego zabezpieczenia ekspozycji na to ryzyko.

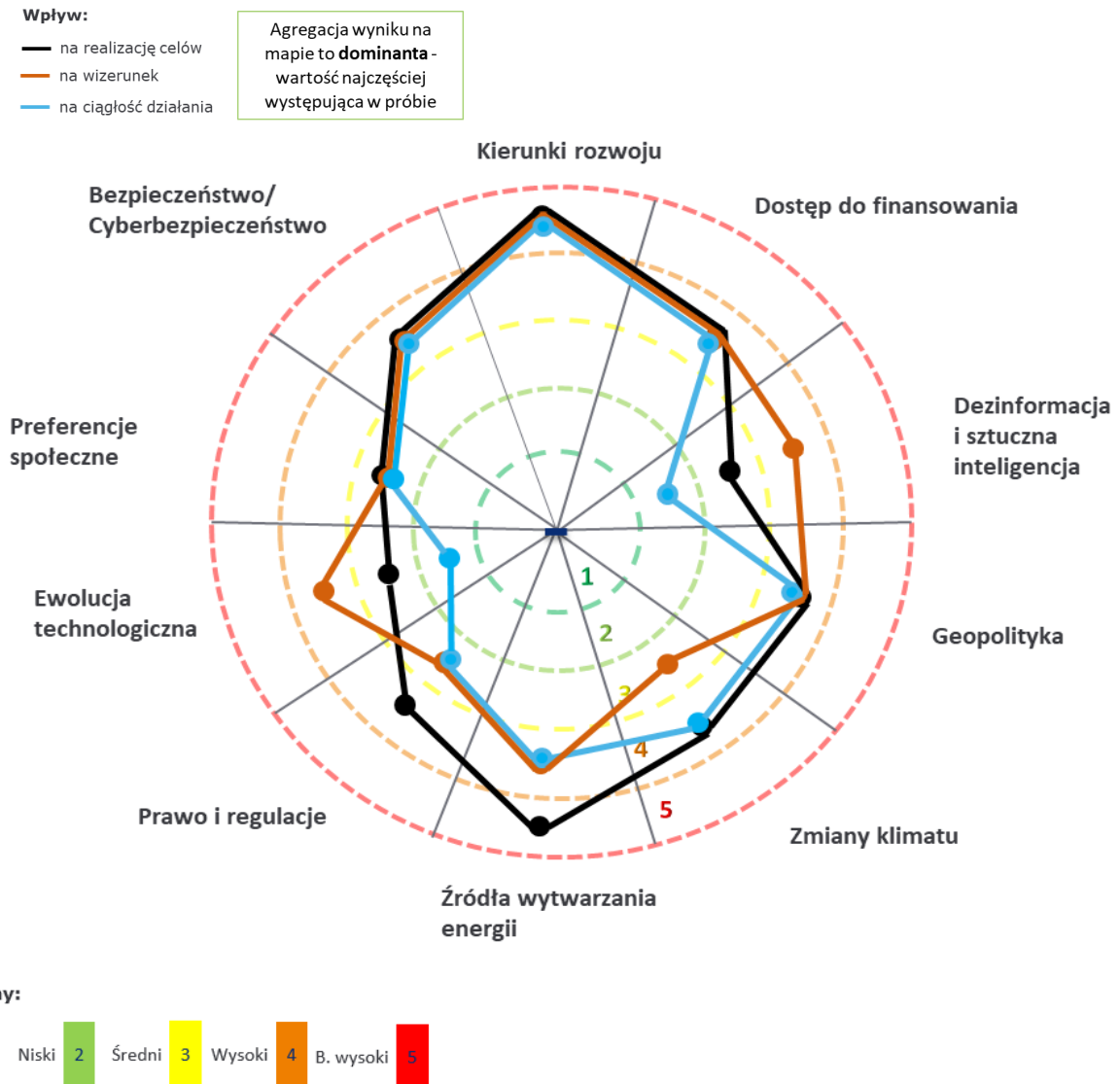
2.2. Ryzyka - perspektywa długoterminowa

Przedmiotem oceny są wyzwania i zagrożenia, jakie pojawią się przed Grupą PGE w ciągu najbliższej dekady. Każde z ryzyk długoterminowych oceniane jest pod względem jego wpływu na realizację celów biznesowych, wizerunek firmy oraz ciągłość działania. Przedstawiony wynik jest dominantą (wartością najczęściej występującą w wynikach) z tych trzech aspektów.

OBSZARY RYZYK DŁUGOTERMINOWYCH

- **Kierunki rozwoju** - ryzyko braku możliwości utrzymania wiodącej pozycji Grupy Kapitałowej PGE w warunkach braku wydzielania wytwórczych aktywów węglowych.
- **Dostęp do finansowania** - ryzyko, że Grupa PGE nie pozyska finansowania koniecznego do zrealizowania planowanych inwestycji.
- **Deinformacja i sztuczna inteligencja** - ryzyko, że zastosowanie „fake newsów” oraz sztucznej inteligencji kreującej alternatywną rzeczywistość zagrazi funkcjonowaniu GK PGE.
- **Geopolityka** - ryzyko zmiany czynników geopolitycznych (polityka UE, rozbieżność interesów, konflikty polityczne - wojny), powodujące ograniczony dostęp do surowców produkcyjnych wykorzystywanych przez GK PGE.
- **Zmiany klimatu** - ryzyko klimatyczne fizyczne związane z częstotliwością występowania ekstremalnych warunków atmosferycznych, w wyniku których mogą zostać uszkodzone składniki majątku GK PGE oraz zmiany klimatu mające wpływ na zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło.
- **Źródła wytwarzania energii** - ryzyko, że nowe źródła energii nie zapewnią oczekiwanego wolumenu energii i oczekiwanego poziomu EBITDA.
- **Prawo i regulacje** - ryzyko związane ze zmianami systemu prawnego i niepewnością otoczenia regulacyjnego, w tym m.in. co do przyszłego kształtu systemów wsparcia, obciążeń regulacyjnych wynikających z wymogów środowiskowych mających wpływ na GK PGE.
- **Ewolucja technologiczna** - ryzyko, że zmiany technologiczne będą na tyle istotne, że korekcie ulegnie rynek energii (m.in. sposobów jej wytwarzania).
- **Preferencje społeczne** - ryzyko, że preferencje społeczne w zakresie oczekiwań klienta masowego, oceny atrakcyjności pracodawcy oraz opinia społeczna będą negatywnie oddziaływać na Grupę PGE.
- **Bezpieczeństwo/Cyberbezpieczeństwo** - ryzyko, że sytuacja międzynarodowa będzie negatywnie wpływać na bezpieczeństwo fizyczne i cyberbezpieczeństwo zasobów Grupy PGE.

Wykres: Mapa ryzyk długoterminowych



Źródło: Opracowanie własne

Umiejscowienie na mapie ryzyk na podstawie oceny poziomu istotności przedstawia wpływ danego ryzyka na trzy aspekty działania:

- realizacja celów biznesowych,
- wizerunek firmy,
- ciągłość działania.

2.3. Ryzyko klimatyczne

Grupa Kapitałowa PGE ma świadomość wpływu swojej działalności na klimat, jak również zagrożeń płynących ze zmian klimatycznych dla działalności Grupy. Ta współzależność generuje zarówno ryzyka jak i szanse rozwoju. Dlatego też zrozumięła są oczekiwania interesariuszy w zakresie raportowania wpływu działalności na środowisko, uznając zarządzanie ryzykiem klimatycznym za kluczowy element zarządzania strategicznego, z bezpośrednim wpływem na aspekty finansowe.

Wykres: Wzajemne zależności między klimatem a działalnością Grupy PGE



Grupa Kapitałowa PGE koncentruje się nie tylko na ryzykach, ale również na szansach, aby zapewnić odporność na zagrożenia oraz zwiększanie zrównoważonych przychodów GK PGE. Grupa Kapitałowa PGE podjęła szereg działań ukierunkowanych na osiągnięcie neutralności klimatycznej w 2050 roku.

Grupa zintensyfikowała także działania mające na celu spełnienie wymogów regulacyjnych, zarówno krajowych jak i europejskich. Dotyczy to przede wszystkim Rozporządzenia dot. Taksonomii środowiskowej UE⁷ oraz Dyrektywy w sprawie sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju (tzw. CSRD)⁸. Ponadto podejmowane są niezbędne działania, aby spełnić oczekiwania instytucji finansowych, inwestorów oraz klientów.

Zagadnienia związane z ryzykiem klimatycznym podlegają rygorom oraz wytycznym wynikającym z procesu zarządzania ryzykiem korporacyjnym. Organem odpowiadającym za nadzór nad procesem zarządzania ryzykiem korporacyjnym w Grupie PGE, w tym ryzyka klimatycznego jest Komitet Ryzyka, tak jak w przypadku ryzyk finansowych. Ustanowienie na najwyższym poziomie zarządczym Komitetu Ryzyka, raportującego bezpośrednio do Zarządu, zapewnia nadzór nad efektywnością zarządzania ryzykiem w Grupie. Takie umiejscowienie funkcji ryzyka pozwala na niezależną ocenę poszczególnych ryzyk, ich wpływu na Grupę PGE oraz ograniczanie i kontrolę istotnych ryzyk za pomocą dedykowanych instrumentów.

Ocena ryzyk klimatycznych i związanych z ochroną środowiska, realizowana jest na podstawie Procedury Ogólnej Korporacyjnego Zarządzania Ryzykiem. W Grupie PGE ryzyko związane z klimatem analizowane jest zarówno w kontekście wpływu zmian klimatycznych na prowadzony biznes, jak i wpływu biznesu na te zmiany. Identyfikacja i analiza ryzyka związanego z klimatem i ciągłe doskonalenie rozwiązań prośrodowiskowych, jak i narzędzi kontroli pozwala na skuteczne zarządzanie i minimalizację wpływu na klimat, przy jednoczesnej dbałości o wyniki finansowe Grupy PGE. Rozwiązania, jakie wypracowuje Grupa PGE mają na celu jej rozwój i zrównoważoną transformację zgodnie z wymogami klimatycznymi i dbałością o wszystkich interesariuszy.

⁷Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z 18 czerwca 2020 roku w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088.

⁸CSRD- Corporate Sustainability Reporting Directive; Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2464 z 14 grudnia 2022 roku w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) nr 537/2014, dyrektywy 2004/109/WE, dyrektywy 2006/43/WE oraz dyrektywy 2013/34/UE.

Wykres: Wzajemne zależności między klimatem a działalnością Grupy PGE



Zagadnienia klimatyczne oceniane są w sposób centralny w PGE S.A. z uwzględnieniem wszystkich rodzajów działalności Grupy Kapitałowej i jednostek wchodzących w jej skład. Oznacza to, że podawany wynik oceny jest wspólny, na poziomie GK PGE.

Podejście do zagadnienia ryzyk klimatycznych inspirowane jest rekomendacjami Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD), jednakże przyjęta metoda dotycząca inwentaryzacji i oceny ryzyk, jest wewnętrzną koncepcją PGE.

W 2023 roku Grupa PGE po raz kolejny wzięła udział w międzynarodowym badaniu dot. wpływu firmy na środowisko tj. Carbon Disclosure Project - CDP (<https://www.cdp.net/en>). Grupa odpowiedziała na zapytania globalnych inwestorów z zakresu wpływu swojej działalności na klimat oraz zasoby wodne oraz określiła zarówno ryzyka, jak i szanse z tym związane.

Istnieje współzależność między ryzykiem i możliwościami związanymi z klimatem dla biznesu. Na każdą działalność gospodarczą oddziałują dwa typy ryzyk klimatycznych:

- ryzyka fizyczne, związane z fizycznymi skutkami zmian klimatu tj. realnymi zagrożeniami w postaci ekstremalnych zjawisk pogodowych, suszy, powodzi,
- ryzyka związane z transformacją (tzw. transformacyjne/ przejścia) w kierunku gospodarki niskoemisyjnej i odpornej na zmiany klimatu i dotyczą spełnienia wymogów prawnych, wdrożenia nowych technologii czy też wpływu na reputację firmy.

Zmieniający się klimat oraz czynności na rzecz przeciwdziałania zmianom klimatycznym, zmierzające do ich mitygacji i przystosowania do ich skutków, dostarczają jednocześnie nowych możliwości i szans na rozwój działalności. Dlatego też GK PGE koncentruje się nie tylko na ryzykach, ale również na szansach, aby zapewnić sobie odporność na zagrożenia oraz zwiększanie zrównoważonych zysków.

Tabela: Szanse związane z klimatem w Grupie PGE

Obszar	Przykład
Efektywne gospodarowanie zasobami	Praca nad rozwiązaniami w zakresie zagospodarowania odpadów i odzysku wartościowych produktów z łopat turbin wiatrowych.
Nowe źródła energii	Inwestycje w:
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ morskie i lądowe farmy wiatrowe, ▪ farmy fotowoltaiczne, ▪ budowę bezemisyjnych hybrydowych magazynów energii elektrycznej.
Nowe produkty	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Rozbudowa portfolio produktowego o inicjatywy PRO EKO - produkty wpisujące się w niskoemisyjne systemy ogrzewania, ▪ Rozwój produktów/ofert promujących działania niskoemisyjne, ▪ Podążanie za zmianami preferencji konsumentów, ▪ Rozwój rozwiązań ubezpieczeniowych MFW.

Tabela: Zagrożenia związane z klimatem w Grupie PGE

Obszar	Przykład
Działalność operacyjna	Ekstremalne zjawiska pogodowe lub zmiany warunków klimatycznych, mogące negatywnie wpłynąć na majątek i działalność operacyjną GK PGE.
Emisje CO ₂	Rosnące koszty uprawnień do emisji CO ₂ , co może negatywnie wpłynąć na rentowność jednostek wytwórczych i skrajnie doprowadzić do wstrzymania produkcji w tych jednostkach ze względów ekonomicznych.
Inwestycje	Niewypełnienie przez Grupę PGE zobowiązań inwestycyjnych, mających na celu zieloną transformację na poziomie unijnym, krajowym i własnych celów strategicznych.
Pozyskiwanie funduszy pomocowych i zachęt inwestycyjnych w regulacjach krajowych	Zwiększenie wpływu wymogów klimatycznych, mających znaczenie przy przyznawaniu funduszy pomocowych i zachęt inwestycyjnych w regulacjach krajowych.
Regulacje międzynarodowe	Prawodawstwo UE w zakresie polityki energetyczno-klimatycznej, w szczególności w ramach wdrożonego pakietu Fit for 55.

Każdy opisany wyżej obszar ryzyka klimatu jest oceniany w perspektywie krótkoterminowej, średnioterminowej oraz długoterminowej. Przyjęte horyzonty czasowe wynikają z analogii do realizowanych badań zewnętrznych.

OCENA WPŁYWU FIZYCZNYCH RYZYK KLIMATYCZNYCH NA DZIAŁALNOŚĆ

Globalne ocieplenie, zmieniające się wzorce opadów, podnoszący się poziom mórz oraz ekstremalne zjawiska pogodowe coraz częściej stanowią poważne wyzwanie dla odporności systemów elektroenergetycznych, zwiększając prawdopodobieństwo zakłóceń. Zmiany klimatyczne wpływają bezpośrednio na każdy segment systemu elektroenergetycznego: zarówno potencjał i wydajność wytwarzania, zapotrzebowanie na ogrzewanie i chłodzenie, odporność sieci przesyłowych i dystrybucyjnych a także wzorce popytu.

Grupa PGE mając świadomość zagrożeń płynących ze zmian klimatycznych, w ramach pierwszego etapu procesu zarządzania ryzykiem klimatycznym, w 2023 roku po raz kolejny przeprowadziła ocenę istotnych klimatycznych ryzyk fizycznych (materialnych) – mogących mieć negatywny wpływ na prowadzoną działalność, wspierając adaptację do zmian klimatu oraz zwiększając odporność na zagrożenia klimatyczne. Ocenie podlegały czynniki klimatyczne w postaci przede wszystkim temperatury, opadu oraz wiatru i badany był ich negatywny wpływ na kluczowe działalności w Grupie.

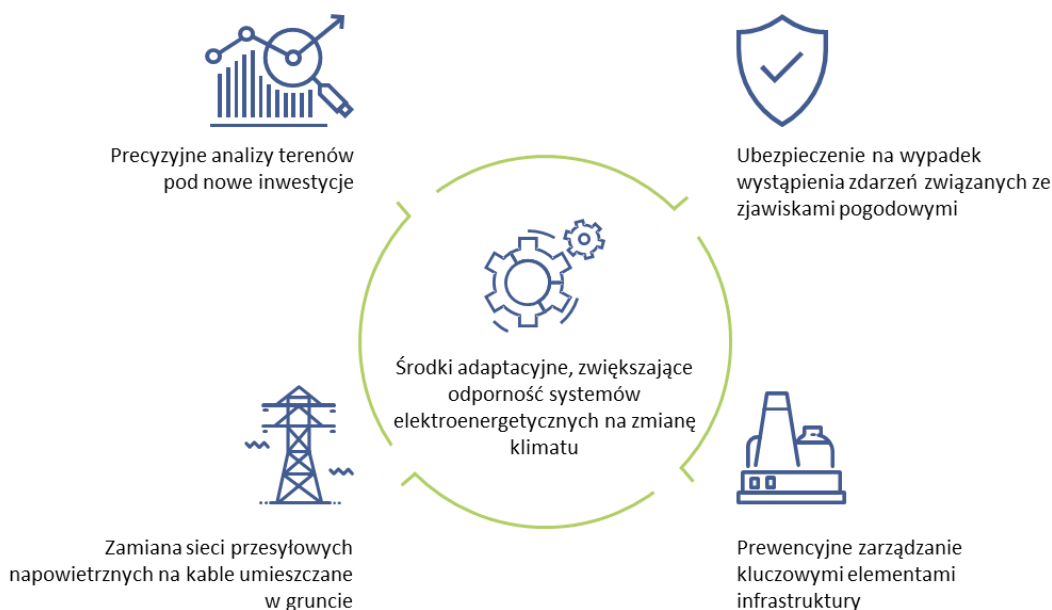
Ocena ryzyka związanego z klimatycznymi zagrożeniami fizycznymi w GK PGE w 2023 roku została przeprowadzona w perspektywie bieżącej oraz długoterminowej, przy zastosowaniu modeli naukowych opisujących możliwe scenariusze klimatyczne.

Tabela: Scenariusze klimatyczne

Scenariusz	Rodzaj scenariusza	Założenia	Wzrost temperatury globalnej	Wpływ ryzyka
RCP 4.5	optymistyczny	wprowadzanie nowych technologii w celu uzyskania wyższej niż obecnie redukcji emisji gazów cieplarnianych	2,5°C	niski/średni
RCP 8.5	pesymistyczny	utrzymanie aktualnego tempa wzrostu emisji gazów cieplarnianych, w formule „business as usual”	4,5°C	niski/średni

Przeprowadzona ocena wykazała niski bądź średni wpływ ryzyk związanych z klimatycznymi zagrożeniami fizycznymi na kluczowe działalności w Grupie w 2023 roku. Zgodnie z przyjętym kryterium testowaniu podlegały ryzyka, których ocena wykazała wysoki wpływ. Istotną rolę w procesie oceny wpływu ma m.in. wdrożenie środków adaptacyjnych opracowanych w GK PGE.

Wykres: Środki adaptacyjne w GK PGE



WPLYW TRANSFORMACYJNYCH RYZYK KLIMATYCZNYCH NA DZIAŁALNOŚĆ

Transformacyjne ryzyka klimatyczne w Grupie Kapitałowej PGE dotyczą przede wszystkim obszarów wpływających na transformację w kierunku osiągnięcia planowanej do roku 2050 neutralności klimatycznej tj. m.in.: wymagań i regulacji dotyczących istniejących produktów i usług (obszar: polityki i prawa), zastępowania istniejących produktów i usług ich nisko- i zeroemisyjnymi odpowiednikami (obszar: technologii) oraz obaw interesariuszy / negatywnych opinii (obszar: reputacji). Przykłady ryzyk z ww. obszarów zostały wymienione poniżej, w podziale na kategorie:

■ **Polityka i prawo**

Regulacje klimatyczne mają bezpośredni wpływ na przedsiębiorstwa energetyczne. Spółki GK PGE, podobnie jak inne podmioty sektora energetycznego, narażone są na ryzyka i zagrożenia wynikające z charakteru ich działalności oraz funkcjonowania w specyficznym otoczeniu rynkowym i regulacyjno-prawnym. Grupa działa w otoczeniu, które charakteryzuje się znacznym wpływem regulacji krajowych i zagranicznych. Ryzyko aktualnych regulacji jest szczególnie istotne w kontekście pozyskiwania kapitału, dotacji i wsparcia z funduszy pomocowych.

Grupa PGE podejmuje szereg działań związanych z monitorowaniem dostępnych źródeł wsparcia, rzetelnym przygotowaniem dokumentacji aplikacyjnej oraz posilkowaniem się eksperckim know-how. GK PGE ma duże doświadczenie w pozyskiwaniu preferencyjnego wsparcia, dysponuje wiedzą i kadrą, która pozwala z powodzeniem realizować ten proces.

■ **Powstające regulacje**

Powstające regulacje są istotne z punktu widzenia realizacji strategii i wspierania efektywnego przejścia na technologie nisko- i zeroemisyjne. Grupa dąży do pełnego wykorzystania dostępnych opcji finansowania dla zielonych inwestycji. Pojawiające się zmiany regulacyjne, takie jak wsparcie infrastruktury UE w celu pobudzenia zrównoważonych inwestycji, uwzględnienie braku finansowania, kary za transakcje negatywne dla klimatu, mogą rodzić istotne ryzyka. Zmiany te będą miały wpływ na ryzyko kredytowe i mogą wpływać na przepływy finansowe generowane przez aktywa należące do GK PGE a tym samym wpływać na ich wartość dochodową.

Ryzyko rosnących kosztów uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, w tym obniżenie limitu przydziałów bezpłatnych uprawnień do emisji dla ciepłownictwa, skutkuje bezpośrednio zmniejszeniem zdolności do finansowania inwestycji nisko- i zeroemisyjnych.

Grupa inwestuje w modernizację aktywów i inwestycje rozwojowe, obejmujące optymalizację procesów spalania i wprowadzanie rozwiązań mających na celu poprawę sprawności wytwarzania, wyższą efektywność zużycia paliw i surowców oraz ograniczenie energochłonności procesów wytwórczych i potrzeb wewnętrznych.

■ **Technologia**

Trwałe zmniejszenie intensywności emisji ma być osiągnięte w GK PGE poprzez zmianę technologii wytwarzania, inwestycje w nowe technologie, rozbudowę portfela odnawialnych źródeł energii, rozwój gospodarki cyrkulacyjnej oraz umożliwienie klientom udziału w transformacji energetycznej. Ryzyko

technologiczne obejmuje również wybór optymalnych i efektywnych nowych technologii oraz wykorzystanie potencjału przez Grupę.

▪ **Reputacja**

Ryzyko reputacji w przypadku Grupy PGE jest bardzo istotne, ponieważ sektor energetyczny odgrywa ważną rolę we wspieraniu efektywnego przejścia na gospodarkę niskoemisyjną, a docelowo zeroemisyjną. Grupa koncentruje się na zmniejszeniu swojego wpływu na środowisko naturalne. Trwałe zmniejszenie intensywności emisji ma zostać osiągnięte dzięki zmianie technologii wytwarzania, rozbudowie portfela odnawialnych źródeł energii oraz umożliwieniu klientom udziału w transformacji energetycznej poprzez oferowanie im atrakcyjnych produktów. Brak należytego zwracania uwagi na gospodarkę niskoemisyjną oraz kwestie ESG może powodować problemy z dostępem do kapitału.

3. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

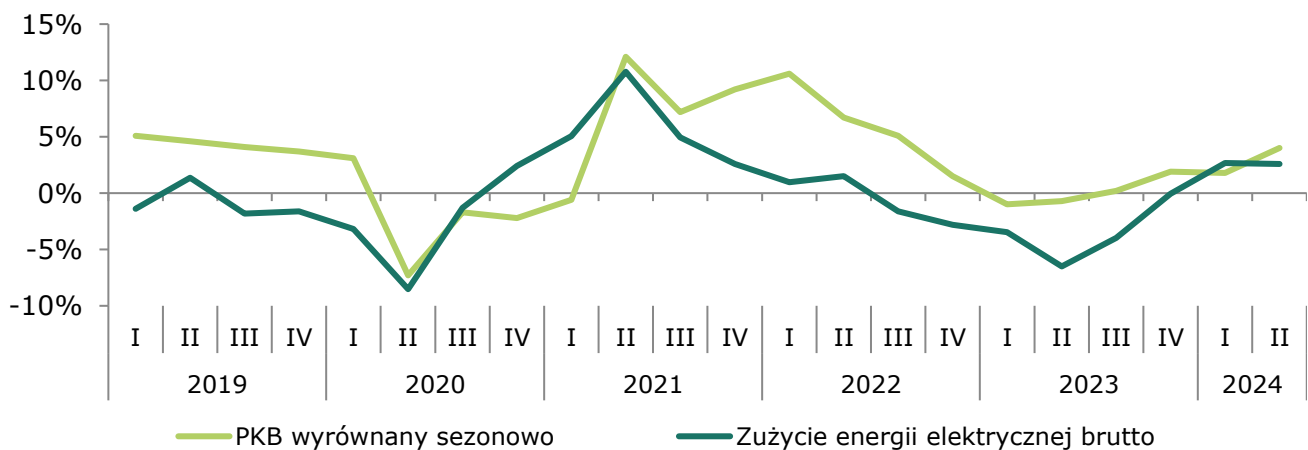
3.1. Otoczenie makroekonomiczne

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 oraz istotny udział w rynku sprzedaży energii elektrycznej oraz jej dystrybucji, zmiany w zakresie poziomu zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło mogą znacząco wpływać na wyniki Grupy.

W I półroczu 2024 roku obserwowano wzrost zużycia energii elektrycznej brutto o 2,6% r/r. Wzrost był efektem niskiego zużycia w ubiegłym roku w wyniku wyhamowania gospodarki w związku z wyższymi cenami surowców spowodowanymi wojną w Ukrainie.

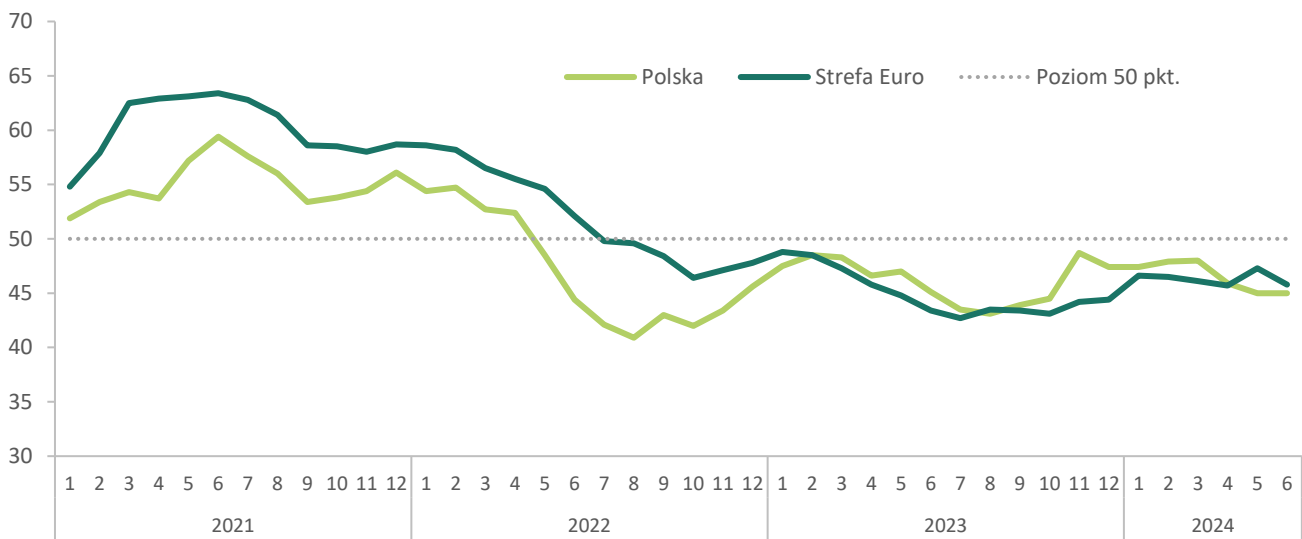
Wykres: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo oraz krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



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

Wskaźnik PMI w czerwcu 2024 roku utrzymywał na poziomie 45,0 pkt – podobnie jak było to w maju 2024 roku. Sytuacja polskiego sektora przemysłowego nie poprawiła się – po wysokim odczycie za marzec 2024 roku (48,0 pkt) obserwuje się znaczący spadek PMI od trzech miesięcy. To już dwudziesty szósty miesiąc z odczytami poniżej poziomu 50 pkt. W czerwcu 2024 roku nastąpiło pogorszenie sytuacji w sektorze produkcji. Spadł również popyt na polskie wyroby przemysłowe a co się z tym wiąże również eksport - głównie spadek popytu z Niemiec. W czerwcu 2024 roku spadła jednak presja inflacyjna. W I półroczu 2024 roku PMI dla Polski wyniósł średnio 46,4 pkt. Pogorszenie wyników sektora przemysłowego nastąpiło w całej Strefie Euro. Po wzroście w maju 2024 roku do 47,3 pkt nastąpiło osłabienie w czerwcu do 45,8 pkt. W I półroczu 2024 roku wskaźnik Strefy Euro był niższy niż wskaźnik dla Polski i wyniósł średnio 46,3 pkt. Produkcja wyraźnie spadła. Największe spadki zanotowały silne gospodarki Strefy Euro. Ożywienie gospodarcze w Europie może nastąpić później niż zakładano.

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



Źródło: Market Economics

Pomimo dalszego spowolnienia gospodarczego i osłabionego eksportu, w czerwcu 2024 roku produkcja sprzedana przemysłu była wyższa o 0,3% w porównaniu z czerwcem 2023 roku. W I półroczu 2024 roku produkcja sprzedana przemysłu była o 0,1% wyższa w porównaniu z analogicznym okresem 2023 roku. Według wstępnych danych, w czerwcu 2024 roku wzrost produkcji sprzedanej odnotowano m.in. w produkcji pozostałego sprzętu transportowego – o 30,4%, chemikaliów i wyrobów chemicznych – o 11,2%. Wśród wybranych działów przemysłu, w porównaniu do czerwca ubiegłego roku największy spadek odnotowano w przypadku produkcji urządzeń elektrycznych (29,2%). W I półroczu 2024 roku największy spadek w porównaniu do analogicznego okresu 2023 roku odnotowało górnictwo i wydobywanie (4,1%).

3.2. Otoczenie rynkowe

3.2.1 Sytuacja w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE)

Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (TWh).

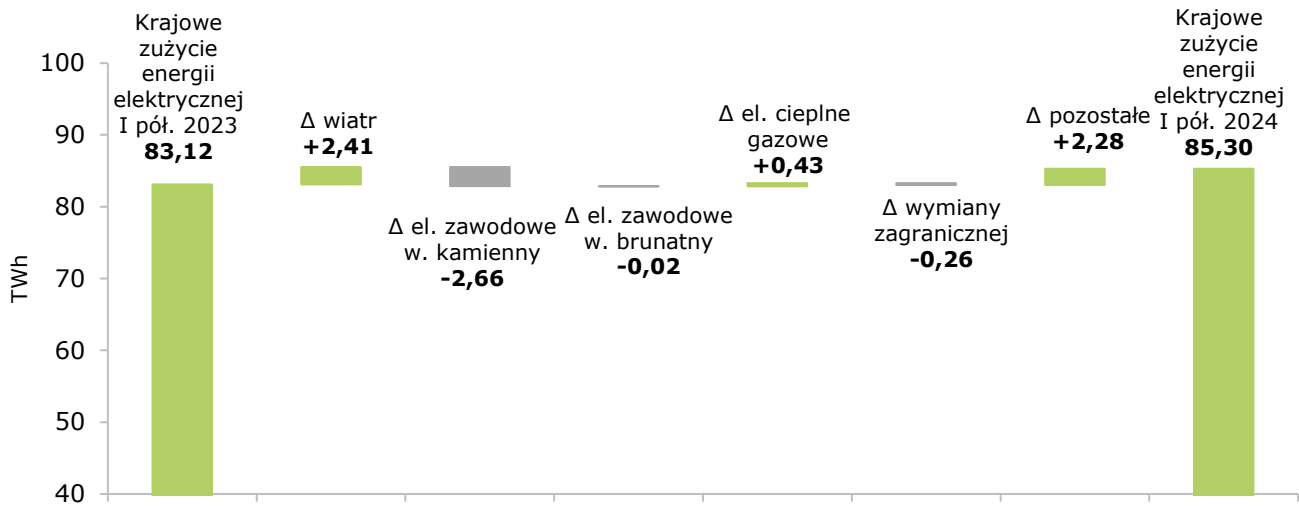
	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Krajowe zużycie energii elektrycznej, w tym:	85,30	83,12	3%
Elektrownie wiatrowe	12,81	10,40	23%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu kamiennym	34,91	37,57	-7%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu brunatnym	17,35	17,37	0%
Elektrownie zawodowe ciepłne gazowe	7,36	6,93	6%
Saldo wymiany zagranicznej	2,09	2,35	-11%
Pozostałe (wodne, inne odnawialne)	10,78	8,50	27%

Źródło: Na podstawie danych PSE S.A.

I półrocze 2024 roku

W I półroczu 2024 roku krajowe zużycie energii elektrycznej wzrosło o 2,18 TWh r/r. Wzrost był efektem niskiego zużycia w ubiegłym roku w wyniku wyhamowania gospodarki w związku z wyższymi cenami surowców spowodowanymi wojną Rosji z Ukrainą. Na skutek wzrostu mocy zainstalowanej oraz korzystniejszych warunków wietrznych, generacja wiatrowa wzrosła o 2,41 TWh w porównaniu do analogicznego okresu w ubiegłym roku. W I półroczu 2024 roku, podobnie jak rok temu, Polska była per saldo importerszem energii, przy czym import był niższy niż w ubiegłym roku o 0,26 TWh. Odnotowano spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (o 2,66 TWh) oraz w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (0,02 TWh) z uwagi na wzrost poziomu generacji z OZE. Dodatkowo spadek cen gazu ziemnego spowodował zwiększenie produkcji w oparciu o ten rodzaj paliwa (0,43 TWh). Odnotowano również wzrost generacji z pozostałych źródeł energii elektrycznej (2,28 TWh), w tym przede wszystkim elektrowni PV z uwagi na wzrost mocy zainstalowanej.

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



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

3.2.2 Ceny energii elektrycznej – rynek krajowy

Tabela: Rynek Dnia Następnego (RDN)¹

Rynek/miara	Jedn.	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	389	594	-35%
RDN – wolumen obrotu	TWh	23,49	27,20	-14%

¹Dane z TGE, obejmują średnioważone miesięczne ceny BASE.

Tabela: Wybrane czynniki cenotwórcze wpływające na notowania RDN

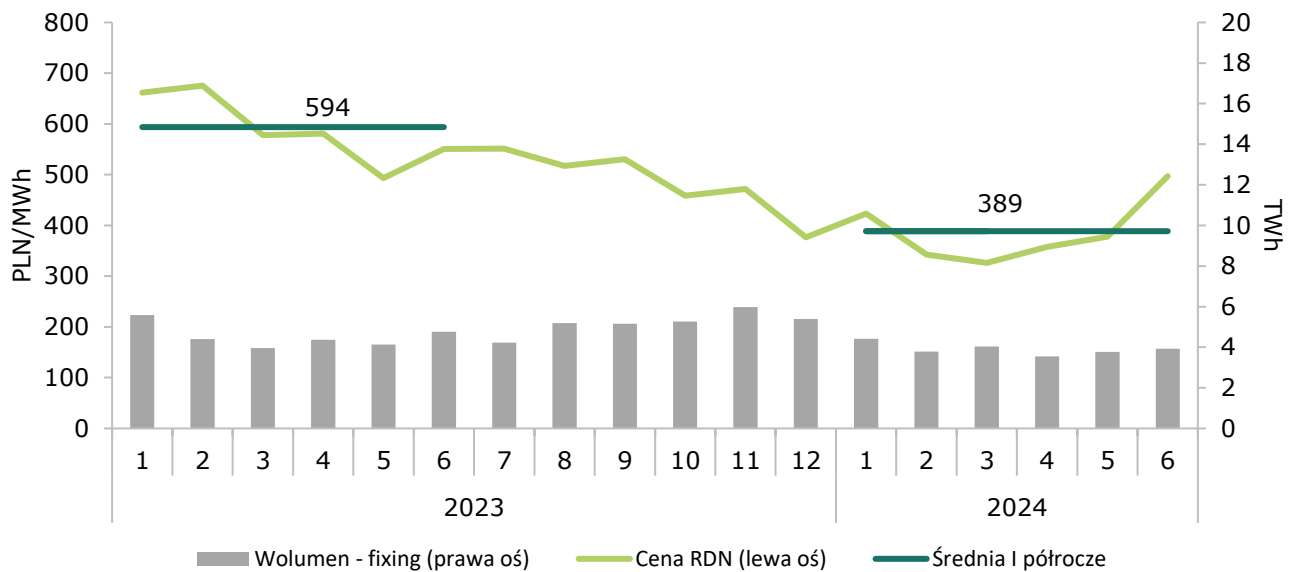
Czynnik	Jedn.	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Uprawnienia CO ₂ ¹	EUR/t	65,33	89,36	-27%
Węgiel kamienny PSCMI-1	PLN/GJ	22,78	33,02	-31%
Generacja wiatrowa KSE	TWh	12,81	10,40	23%
Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE	%	15%	13%	
Wskaźnik: wymiana zagraniczna/zużycie KSE	%	2%	3%	

¹Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

W I półroczu 2024 roku średnia cena energii na Rynku Dnia Następnego (RDN) wyniosła 389 PLN/MWh i była o 35% niższa od średniej ceny (594 PLN/MWh) notowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Do spadku cen przyczyniły się wzrost generacji ze źródeł OZE oraz wyższe średnie dobowe temperatury r/r.

Średni poziom Polskiego Indeksu Rynku Węgla Energetycznego (PSCMI-1) w I półroczu 2024 roku kształtował się na poziomie 22,78 PLN/GJ, tj. o 31% r/r niższym niż w okresie bazowym.

Wykres: Średnie miesięczne notowania na RDN w latach 2023–2024 (TGE).¹



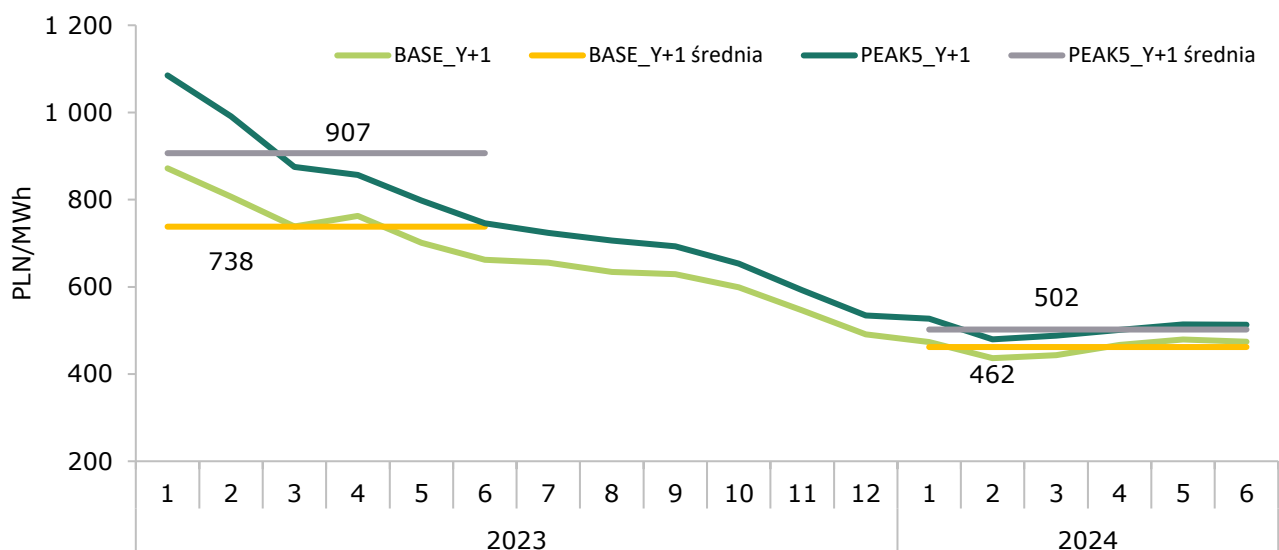
¹Dane z TGE, obejmują średnioważone miesięczne ceny BASE.

Tabela: Rynek Transakcji Terminowych (RTT)

Rynek/miara	Jedn.	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	462	738	-37%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	16,62	11,42	46%
PEAK5 Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	502	907	-45%
PEAK5 Y+1 – wolumen obrotu	TWh	2,21	1,69	31%

Ceny energii na RTT w I półroczu 2024 roku spadły znacząco zarówno dla kontraktów BASE jak i PEAK5 w porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku. Spadek wynikał z wysokiej bazy roku ubiegłego, kiedy na wzrosty wpływała sytuacja na rynku, związana z ograniczoną podażą węgla kamiennego oraz gazu ziemnego z uwagi na trwający konflikt w Ukrainie.

Wykres: Średnie miesięczne notowania na RTT w latach 2023–2024 (TGE).¹

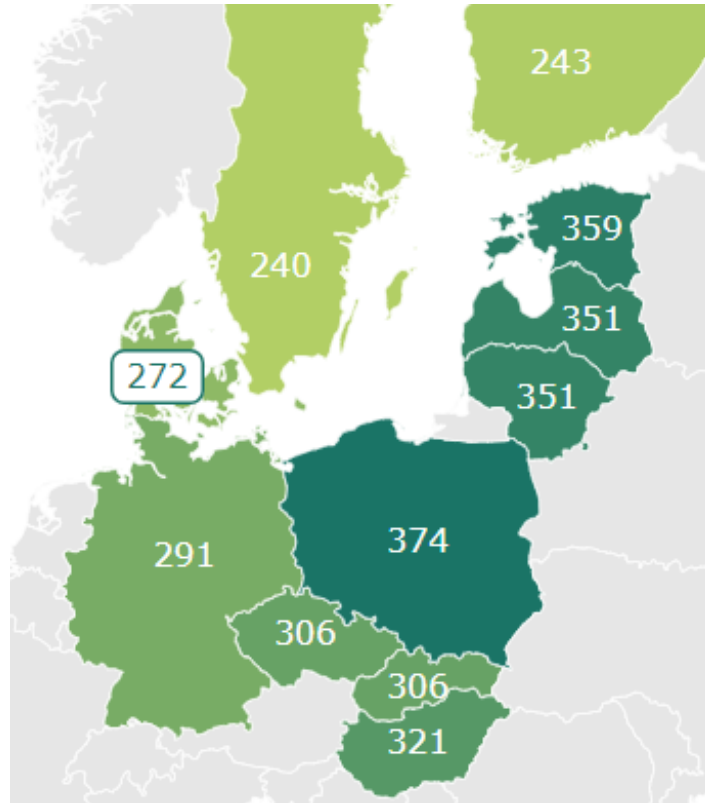


¹Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następnny (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.

3.2.3 Ceny energii elektrycznej – rynek międzynarodowy

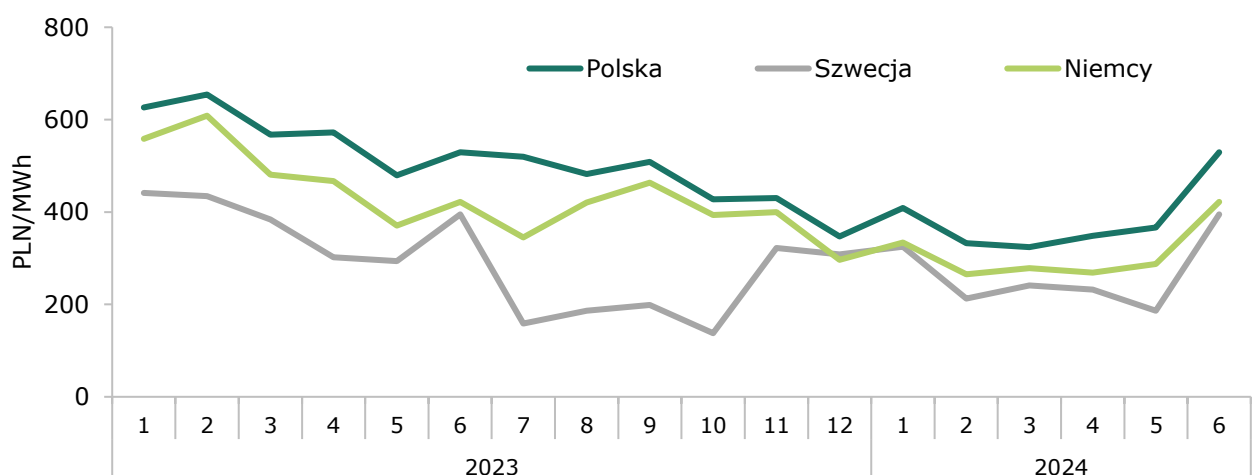
RYNEK HURTOWY (PORÓWNANIE RYNKÓW DNIA NASTĘPNEGO)

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w I półroczu 2024 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,32).



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

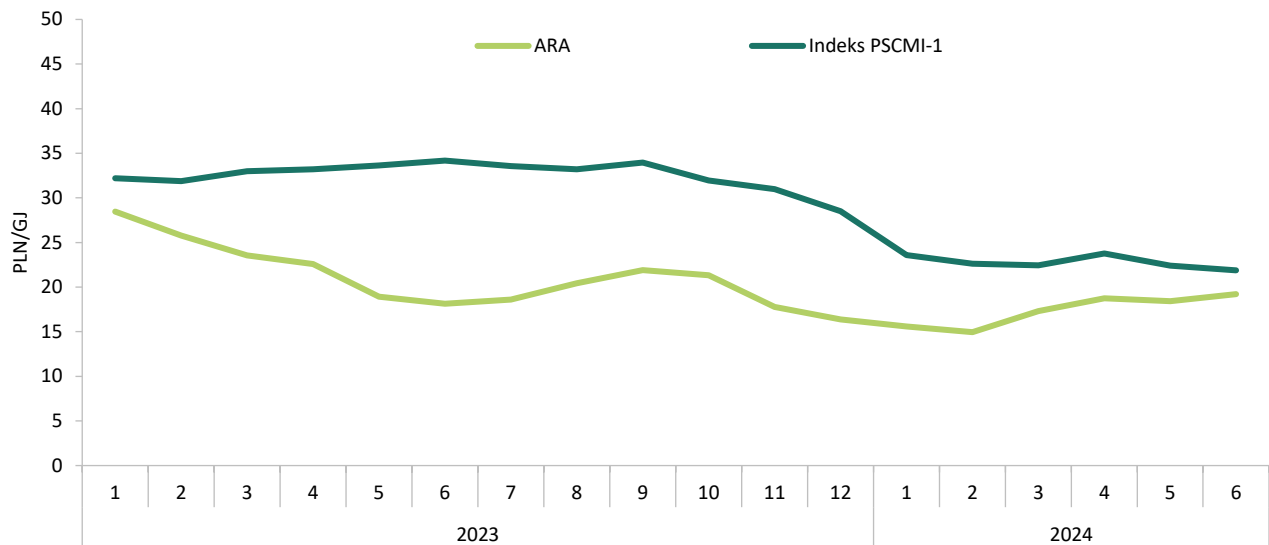
Wykres: Ceny energii na RDN.



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

W I półroczu 2024 roku odnotowano spadek cen r/r na rynkach ościennych. Największe spadki r/r odnotowano na Węgrzech (-221 PLN/MWh), z kolei najmniejsze w Finlandii (-39 PLN/MWh). Zróżnicowanie cen energii wynika z wyższego 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 cenach realizowanych kontraktów na węglu oraz gazie ziemnym w kraju i za granicą. Powodem spadku cen jest zmiana sytuacji rynkowej – w analogicznym okresie ubiegłego roku była ograniczona podaż węgla kamiennego oraz gazu ziemnego z uwagi na trwający konflikt w Ukrainie.

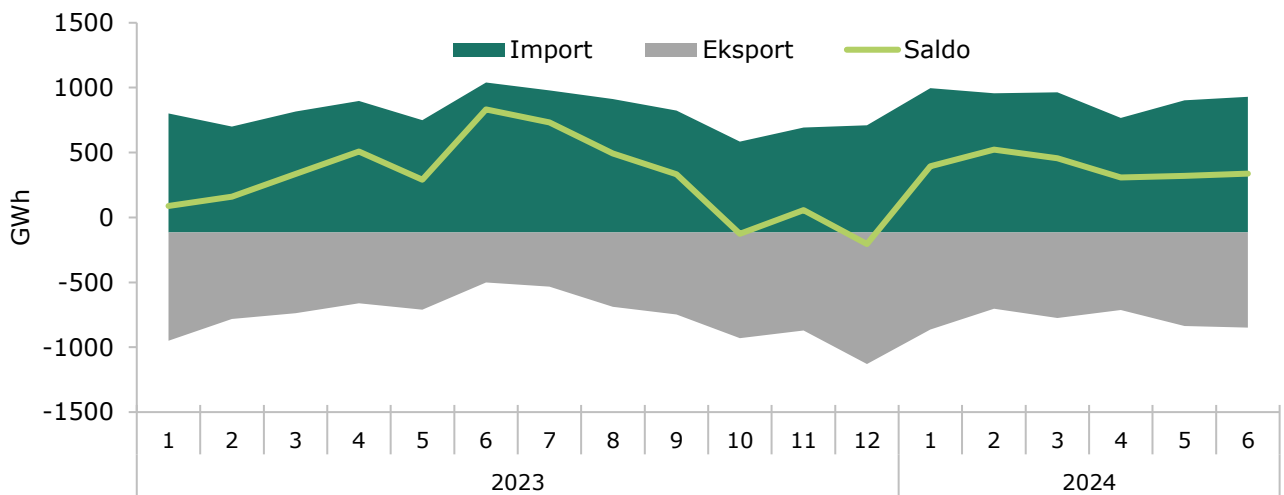
Wykres: Indeksy węglowe ARA vs PSCMI-1⁹.



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

WYMIANA HANDLOWA

Wykres: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany handlowej w latach 2023-2024.

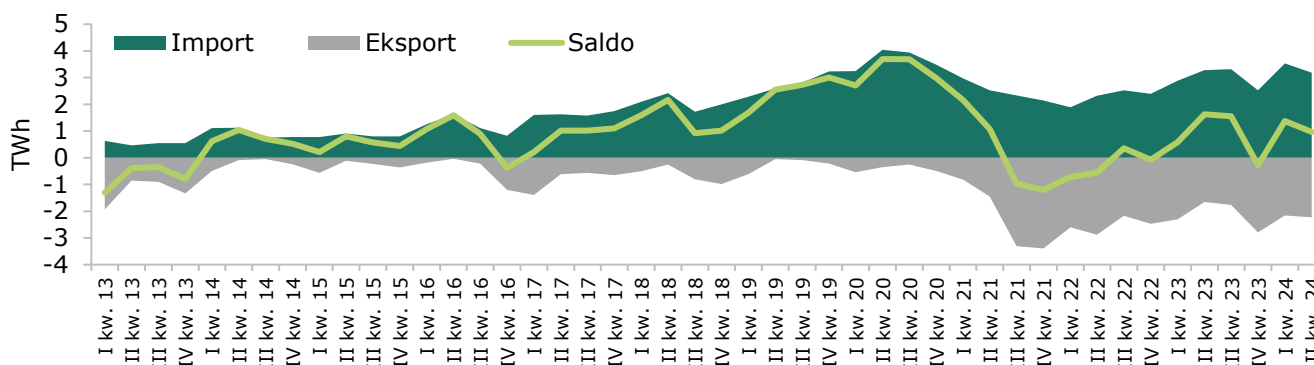


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

Spadek światowych cen paliw (które przekładają się na niższe koszty produkcji energii) wpłynął na spadek cen energii elektrycznej w krajach sąsiednich, co w efekcie spowodowało wyższy import energii do Polski w I półroczu 2024 roku.

⁹Porównanie 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 2013-2024.



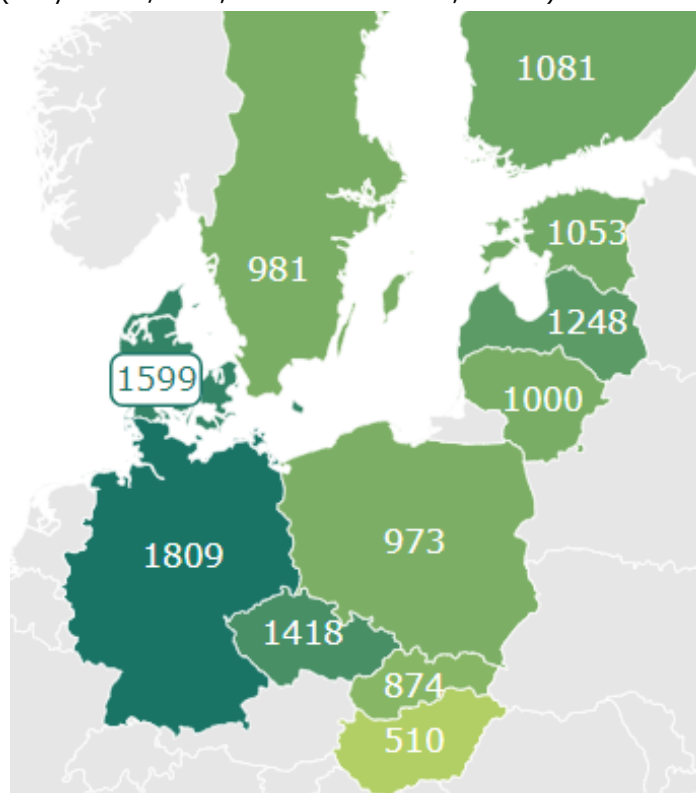
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

W I półroczu 2024 roku Polska była importerem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej wyniosło 2,3 TWh (import 6,7 TWh, eksport 4,4 TWh). Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import z Niemiec (2,8 TWh), ze Szwecji (1,8 TWh) oraz z Czech (1,0 TWh). Jednocześnie najwięcej energii elektrycznej eksportowano do Słowacji (1,6 TWh), do Litwy (0,9 TWh) oraz do Niemiec (0,7 TWh).

RYNEK DETALICZNY

Zróźnicowanie 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 2023 roku¹⁰ dodatkowe obciążenia (ponad cenę sprzedaży i koszt dystrybucji energii elektrycznej) dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 46% ceny energii elektrycznej. Najwięcej za energię elektryczną płacili Niemcy, dla których dodatkowe obciążenia stanowiły 28% ceny końcowej.

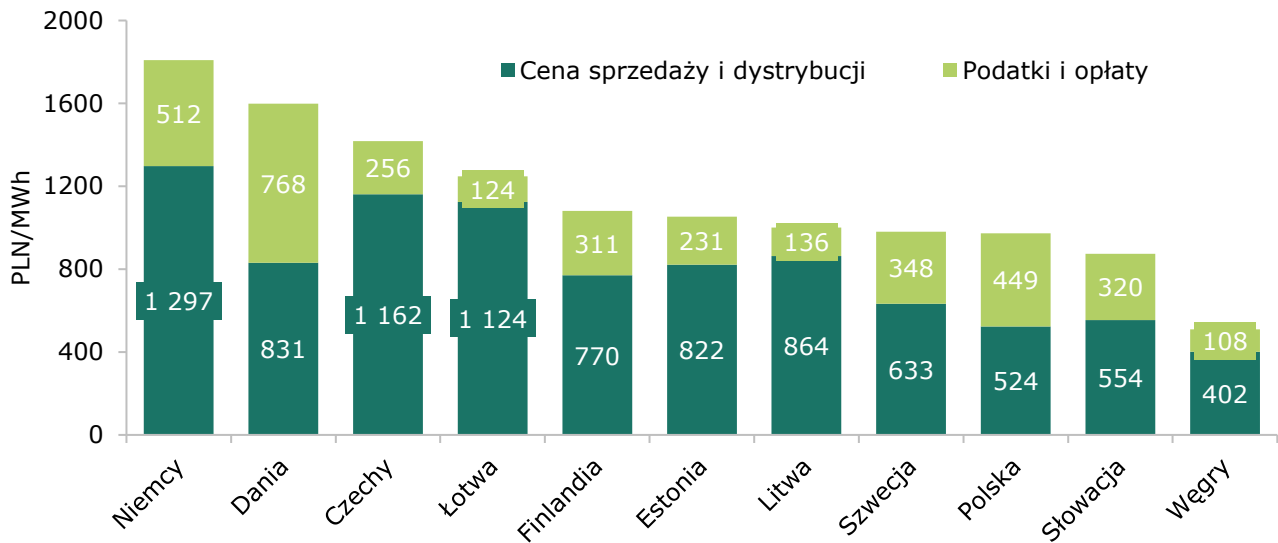
Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2023 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,50 PLN).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

¹⁰ Dane Eurostatu dot. rynku detalicznego publikowane są w okresach półrocznych.

Wykres: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2023 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,50 PLN).

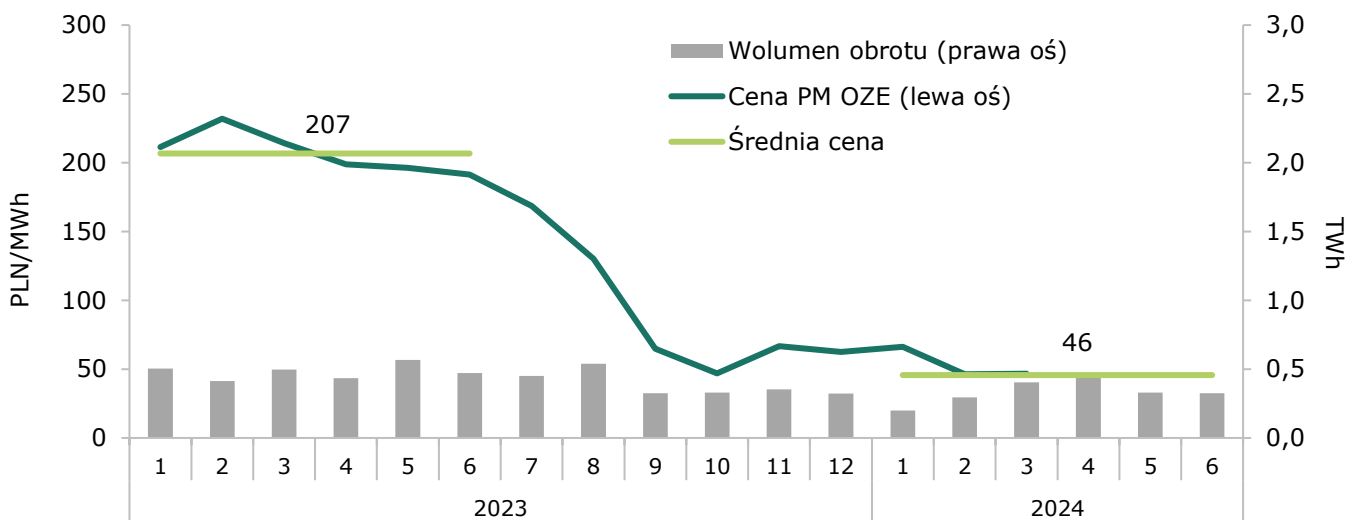


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

3.2.4 Ceny praw majątkowych

W I półroczu 2024 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks TGEoza) osiągnęła poziom 46 PLN/MWh i była o 78% niższa w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Obowiązek umarzania zielonych certyfikatów w porównaniu z 2023 rokiem (12%) uległ zmianie i wynosi 5% dla 2024 roku.

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



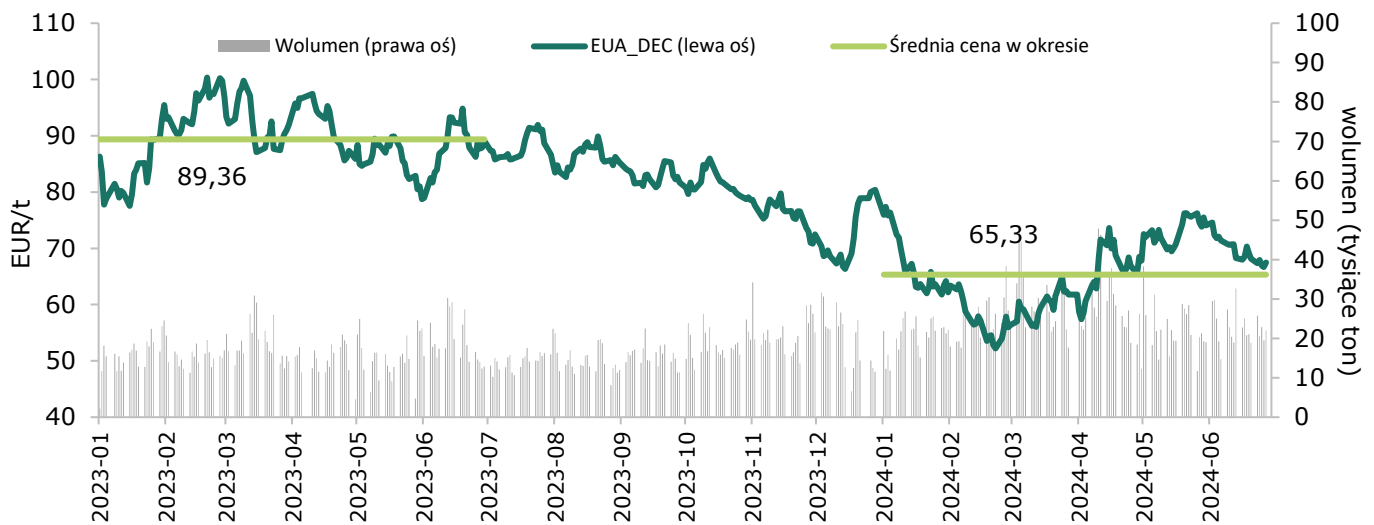
Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE.

3.2.5 Ceny uprawnień do emisji CO₂

Notowania uprawnień EUAs 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 półroczu 2024 roku średnia ważona notowań instrumentu wyniosła 65,33 EUR/t i była niższa (o ok. 27%) od średniej ceny 89,36 EUR/t obserwowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku.

Wykres: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla CO₂.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

3.3. 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. W związku ze zmianą Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z 10 maja 2023 roku zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej termin wydawania uprawnień do emisji zmienił się z 28 lutego na 30 czerwca każdego roku, po opublikowaniu informacji w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie urzędu obsługującego Ministerstwo Klimatu i Środowiska (MKiŚ).

Zgodnie z wymaganiami prawnymi raporty dotyczące poziomu działalności dla poszczególnych instalacji zostały przedłożone w terminie do 31 marca 2024 roku za 2023 rok. Dalsze dostosowanie będzie korygowane w ciągu 2024 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 2024 rok (tony).

Produkt	Emisja CO ₂ w I półroczu 2024 roku	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2024 rok ¹
Energia elektryczna	24 891 114	-
Energia ciepła	2 448 076	595 229
Razem	27 339 190	595 229




¹Przydziały uprawnień do emisji CO₂ dot. produkcji ciepła.


3.4. 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 pkt. 5.1.3 Zmiany regulacyjne niniejszego sprawozdania.

3.4.1 Krajowe otoczenie regulacyjne




Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	Projekt rozporządzenia w sprawie substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego oraz warunków, jakie należy spełnić przy wprowadzaniu do wód lub do ziemi ścieków, a także przy odprowadzaniu wód opadowych lub roztopowych do wód lub do urządzeń wodnych.	Celem projektu jest dostosowanie rozporządzenia do zmian wprowadzanych za pośrednictwem Ustawy o rewitalizacji rzeki Odry, w zakresie monitoringu ścieków przemysłowych (chlorki i siarczany).	Trwają prace nad projektem rozporządzenia. 21 grudnia 2023 roku projektodawca opublikował raport z konsultacji.	Projektowane rozporządzenie wprowadza nowe obowiązki dla prowadzących instalacje w zakresie gospodarki wodno-ściekowej, co dotyczy segmentów Energetyka Konwencjonalna i Ciepłownictwo.
	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wymagań dotyczących obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii.	Rozporządzenie stanowi wypełnienie delegacji ustawowej zawartej w ustawie o odnawialnych źródłach energii. Określa wymagania dotyczące sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii, sposób dokonywania pomiarów ilości energii elektrycznej na potrzeby ustalenia rzeczywistego rozliczenia obowiązku wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przez wytwórcę, sposób przeliczania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu na ilość energii wyrażoną w MWh oraz miejsce i sposób dokonywania pomiarów ilości ciepła lub chłodu na potrzeby wydania gwarancji pochodzenia.	Rozporządzenie weszło w życie 30 marca 2024 roku.	Rozporządzenie stanowi podstawę do dokonywania przez wytwórcę pomiarów ilości energii elektrycznej na potrzeby ustalenia rzeczywistego rozliczenia obowiązku wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii i tym samym umożliwia skorzystanie z przewidzianego dla niego wsparcia.
	Ustawa o bonie energetycznym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia cen energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła systemowego.	Ustawa reguluje m.in. zasady stosowania cen za energię elektryczną od 1 lipca 2024 roku do 31 grudnia 2024 roku. W odniesieniu do energii elektrycznej ustawa nałożyła obowiązek na przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną w postaci złożenia wniosku o zmianę obowiązującej taryfy na 2024 rok w terminie 7 dni od dnia wejścia w życie ustawy lub na wezwanie Prezesa URE. Zmieniona taryfa, zgodnie z ustawą, ma obowiązywać od 1 lipca 2024 roku do 31 grudnia 2025 roku. Ustawa zakłada również przedłużenie obowiązywania mechanizmu ceny maksymalnej za energię elektryczną. Cena ta obowiązuje w II półroczu 2024 roku i została ustalona na poziomie 500 PLN/MWh dla odbiorców w gospodarstwach domowych oraz na poziomie 693 PLN/MWh dla jednostek samorządu terytorialnego oraz podmiotów użyteczności	Ustawa weszła w życie 13 czerwca 2024 roku.	Ustawa wpływa na wynik przedsiębiorstw energetycznych w zakresie rozliczeń z odbiorcami energii elektrycznej oraz wynikający z jej zastosowania poziom rekompensat, a także przewiduje stosowanie wobec odbiorców cen i stawek opłat za ciepło na poziomie nie wyższym niż wskazany w ustawie w zamian za wyrównanie.




Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.</p>	<p>publicznej (m.in. szkoły, szpitale, jednostki pomocy społecznej), a także dla mikro, małych i średnich przedsiębiorców. Ponadto zgodnie z ustawą wprowadzono bon energetyczny, który jest jednorazowym świadczeniem pieniężnym przeznaczonym dla gospodarstw domowych o niższych dochodach, wypłacanym w II półroczu 2024 roku. Dodatkowo ustawa przewiduje czasowe zwolnienie z opłaty mocowej dla gospodarstw domowych. Nowe przepisy odnoszą się również do ograniczenia wzrostu kosztów ciepła, jednak przy stopniowym podnoszeniu maksymalnych cen i stawek.</p> <p>Projekt ustawy przewiduje przyspieszenie wydawania zezwoleń w obszarze OZE poprzez skrócenie obowiązujących maksymalnych terminów postępowań dotyczących wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, sieci ciepłowniczej, wydania decyzji o pozwoleniu na budowę oraz wydania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, a także koncesji na magazynowanie energii elektrycznej dla instalacji OZE i pomp ciepła. Ponadto zakłada uznanie za nadrzędny interes publiczny działań dotyczących budowy lub modernizacji instalacji OZE oraz urządzeń i instalacji niezbędnych do przyłączenia do sieci danej instalacji OZE, a także instalacji pomp ciepła o mocy do 50 MW. Projekt ustawy wprowadza również zmiany w systemie rozliczeń net-billing dla prosumentów poprzez utrzymanie po dniu 1 lipca 2024 roku możliwości rozliczania się w oparciu o rynkową miesięczną cenę energii elektrycznej oraz zwiększenie wartości środków za energię wprowadzaną do sieci i ujmowaną na depozycie prosumenckim w przypadku zmiany sposób rozliczeń na rozliczenie w oparciu o rynkową cenę energii elektrycznej obowiązującą w okresach rozliczenia niezbilansowania.</p> <p>Projekt regulacji dostosowuje także programy pomocowe dla odbiorców energochłonnych do CEEAG – wytycznych Komisji Europejskiej o pomocy publicznej na cele związane z klimatem, środowiskiem i energetyką, poprzez odstąpienie od możliwości wsparcia kogeneracji opartej na paliwach węglowych oraz aktualizację listy sektorów uprawnionych do ulg dla odbiorców energochłonnych zgodnie z katalogiem określonym w CEEAG. Regulacja zakłada dostosowanie przepisów krajowych do GBER – rozporządzenia KE o pomocy zwolnionej z obowiązku notyfikacji i rozporządzenia w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej poprzez wprowadzenie zmiany w ramach programów wsparcia w formie FIT/FIP dla wytwórców energii elektrycznej w instalacjach OZE i wytwórców biometanu.</p>	<p>Proces legislacyjny w toku. W 2024 przeprowadzono konsultacje publiczne. PGE zgłosiła uwagi do projektu ustawy.</p>	<p>Projekt ustawy ma istotne znaczenie dla segmentu Obrót w związku z koniecznością dostosowania się do zmian w zakresie rozliczeń z prosumentami, a także dla segmentu Dystrybucja ze względu na wprowadzenie zmian w terminach wydawania warunków przyłączenia.</p> <p>Projekt ma znaczenie także dla segmentu Ciepłownictwo oraz segmentu Energetyka Odnawialna ze względu na wprowadzenie ułatwień proceduralnych dla inwestycji w instalacje OZE i pomp ciepła.</p>

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw.</p>	<p>Projekt przewiduje uwzględnianie kwestii adaptacji do zmian klimatu w dokumentach związanych z planowaniem i zagospodarowaniem przestrzennym, zrównoważone kształtowanie przestrzeni miejskich, jak również doprecyzowanie przepisów dotyczących analiz ryzyka klimatycznego w postępowaniu dotyczącym oceny oddziaływania na środowisko, poprzez wskazanie, że w skład tych analiz zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/52/UE z 16 kwietnia 2014 roku zmieniającej dyrektywę 2011/52/UE w sprawie oceny wpływu wywieranego przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko wchodzi analiza podatności przedsięwzięć na zmiany klimatu.</p>	<p>Proces legislacyjny w toku. W czerwcu 2024 roku przeprowadzono konsultacje publiczne. PGE S.A. zgłosiła uwagi do projektu ustawy. Projekt ustawy został rozpatrzony przez Komitet do Spraw Europejskich.</p>	<p>Projekt ustawy ma znaczenie z uwagi na przewidzianą konieczność uwzględniania podczas oceny oddziaływania na środowisko każdego realizowanego przedsięwzięcia, jego podatności na zmiany klimatu oraz projektowane włączenie planów adaptacji jako części miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego bądź innych dokumentów planistycznych.</p>
	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.</p>	<p>Projekt stanowi wdrożenie przepisów w zakresie realizacji Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do roku 2040. Regulacja wprowadza w Prawie energetycznym siatkę pojęć koniecznych do rozwoju i funkcjonowania rynku wodoru w Polsce, jak również przepisy dotyczące praw i obowiązków uczestników rynku wodoru oraz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki poprzez wprowadzenie zasady certyfikowania i wyznaczania operatorów systemów wodorowych, określenie zakresu ich obowiązków oraz zasad rozdziału właścicielskiego, wprowadzenie obowiązku świadczenia usług przesyłania wodoru i magazynowania wodoru przez przedsiębiorstwa energetyczne.</p>	<p>Proces legislacyjny w toku. W czerwcu 2024 roku przeprowadzono konsultacje. PGE S.A. zgłosiła uwagi do projektu ustawy. Projekt ustawy został rozpatrzony przez Stały Komitet Rady Ministrów.</p>	<p>Projekt ustawy wprowadza strategiczne ramy wdrażania gospodarki wodorowej w Polsce ze szczególnym uwzględnieniem wykorzystania niskoemisyjnego i odnawialnego wodoru w energetyce, ciepłownictwie, transporcie oraz przemyśle.</p>
	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o podatku rolnym, ustawy o podatkach i opłatach lokalnych, ustawy o podatku leśnym oraz ustawy o opłacie skarbowej.</p>	<p>Projekt ustawy przewiduje zmianę definicji legalnej budowli i budowli poprzez stworzenie autonomicznych definicji na potrzeby ustawy podatkowej, niezależnej od definicji funkcjonujących na gruncie ustawy – Prawo budowlane, jak również wprowadzenie pojęcia całości techniczno-użytkowej i opodatkowanie jak budowli instalacji i urządzeń, jeśli stanowią z tym obiektem całość techniczno-użytkową.</p>	<p>PGE S.A. zgłosiła uwagi w trakcie konsultacji projektu. W sierpniu 2024 roku opublikowano odniesienie MF do zgłoszonych uwag oraz przeprowadzono konferencję uzgodnieniową. 3 września 2024 roku przekazano do konsultacji publicznych nową wersję projektu.</p>	<p>Wejście w życie przepisów w proponowanym brzmieniu może doprowadzić do znaczącego wzrostu obciążenia podatkiem od nieruchomości dla wszystkich aktywów Grupy Kapitałowej PGE.</p>








Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw.	Głównym celem projektu jest dokonanie zmian w dotychczasowym modelu tworzenia oraz utrzymywania zapasów strategicznych gazu ziemnego - regulacja nakłada na Rządową Agencję Rezerw Strategicznych wyłączny obowiązek tworzenia oraz utrzymywania zapasów strategicznych gazu ziemnego, a podmioty zobowiązane będą ponosiły koszt ich utrzymywania poprzez opłatę gazową.	Proces legislacyjny w toku. PGE S.A. zgłosiła uwagi w trakcie konsultacji publicznych projektu.	Wejście w życie przepisów spowoduje, iż Grupa PGE od roku gazowego 2024/2025 uiszczać będzie jako podmiot zobowiązany opłatę gazową.
	Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych cech jakościowo-wymiarowych drewna energetycznego.	Celem projektowanego rozporządzenia jest określenie szczegółowych cech jakościowo-wymiarowych drewna energetycznego, wskazanie cech surowca drzewnego nieprzydatnego przemysłowo lub o ograniczonych możliwościach jego wykorzystania w sektorze innym niż energetyczny.	Proces legislacyjny w toku. PGE S.A. zgłosiła uwagi w trakcie konsultacji publicznych projektu.	Wejście w życie przepisów w proponowanym brzmieniu zaostrzy kryteria dla drewna wykorzystywanego w sektorze energetycznym.
	Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie maksymalnej ceny za energię elektryczną wytworzoną w morskich farmach wiatrowych i wprowadzoną do sieci, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców.	Projekt rozporządzenia określa maksymalną cenę za energię elektryczną wytworzoną w morskich farmach wiatrowych i wprowadzoną do sieci w PLN za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji projektu cena ta została ustalona na poziomie 472 PLN/MWh.	Proces legislacyjny w toku. PGE S.A. zgłosiła uwagi w trakcie konsultacji publicznych projektu.	Wejście w życie przepisów w proponowanym brzmieniu może wpłynąć na opłacalność inwestycji w morskie farmy wiatrowe.
	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w latach 2025–2027.	Rozporządzenie dotyczy zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z OZE w 2025 roku. Poziom ten został określony na 8,5%. Celem projektu jest zapewnienie wsparcia wytwórcom energii w instalacji OZE, a podmiotom zobowiązanym możliwości realizacji nałożonego na nich obowiązku umorzeniowego.	Rozporządzenie zostało opublikowane w Dzienniku Ustaw 30 sierpnia 2024 roku z datą wejścia w życie 31 sierpnia 2024 roku .	Przyjęty poziom obowiązku certyfikatowego stanowi kompromis między interesami sektora OZE (dodatkowe przychody) oraz odbiorców energii (dodatkowe obciążenie uwzględniane w cenie energii). Z punktu widzenia GK PGE, w porównaniu do obecnego poziomu obowiązku, zwiększa poziom wsparcia dla instalacji OZE, które uczestniczą w systemie certyfikatowym.

3.4.2 Zagraniczne otoczenie regulacyjne

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia i kolejne etapy	Wpływ na GK PGE
	Dyrektywa 2023/959 zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej.	Przeciwdziałanie zmianom klimatu. Stworzenie poprzez odpowiedni sygnał cenowy CO ₂ zachęt inwestycyjnych do rozwijania źródeł niskoemisyjnych.	KE obecnie implementuje reformę systemu ETS. 4 kwietnia 2024 roku opublikowano zmianę rozporządzenia delegowanego dot. zasad przydziału bezpłatnych uprawnień. 21 maja 2024 roku KE wprowadziła zmiany w wytycznych dotyczących planów neutralności klimatycznej dla instalacji lub przedsiębiorstw ciepłowniczych jako warunku bezpłatnego przydziału uprawnień. Obecnie KE pracuje nad zmianą rozporządzenia wykonawczego 2019/1842, ustanawiającego zasady stosowania dyrektywy 2003/87/WE w odniesieniu do dalszych ustaleń dotyczących dostosowań przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji ze względu na zmiany w poziomie działalności (określenie metody alokacji uprawnień). Przyjęcie tej zmiany planowane jest na I kwartał 2025 roku . KE pracuje również nad rewizją rozporządzenia wykonawczego 2018/2066 ws. monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych, w którym zmiany zaplanowano w III kwartale 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 dodatkowej bezpłatnej alokacji uprawnień dla ciepłownictwa systemowego.
	Dyrektywa 2010/31/UE ws. charakterystyki energetycznej budynków (dyrektywa EPBD).	Dostosowanie legislacji związanej z poprawą charakterystyki energetycznej budynków w odniesieniu do celu neutralności klimatycznej do 2050 roku oraz do nowego, wyższego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE w 2030 roku.	8 maja 2024 roku dyrektywa (UE) 2024/1275 została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE i weszła w życie dwudziestego dnia po publikacji, następnie państwa członkowskie mają 24 miesiące na jej implementację do prawa krajowego.	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.
	Dyrektywa 2010/75/UE ws. emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola – dyrektywa IED).	Wprowadzenie nowych wymagań określających poziom emisji w pozwoleniu zintegrowanym, zasady uzyskiwania derogacji od wymagań BAT i przyznających nowe kompetencje KE. Zwiększany jest udział społeczeństwa w postępowaniu odwoławczym.	15 lipca 2024 roku Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1785 w sprawie zmiany dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) i dyrektywy Rady 1999/31/WE w sprawie składowania odpadów została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE i weszła w życie dwudziestego dnia po publikacji. Państwa członkowskie mają 22 miesiące na implementację przepisów do prawa krajowego.	Wejście w życie uzgodnionych rozwiązań wiąże się z dodatkowymi kosztami administracyjnymi, wynikającymi z potrzeby dostosowania systemu zarządzania ochroną środowiska (w tym w związku z potrzebą przygotowania planu transformacji). Zwiększona zostanie rola społeczeństwa w wydawaniu pozwoleń oraz w monitorowaniu realizacji obowiązków wynikających z dyrektywy IED przez operatorów instalacji.

	<p>Dyrektywa (UE) ws. należytej staranności przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju (dyrektywa CSDDD).</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>Dyrektywa (UE) 2024/1760 została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE 5 lipca 2024 roku i weszła w życie dwudziestego dnia po publikacji. Termin transpozycji dyrektywy został określony na 26 lipca 2026 roku.</p>	<p>Zwiększenie obowiązków w zakresie raportowania w odniesieniu do łańcucha wartości GK PGE pod kątem ochrony środowiska i poszanowania praw człowieka.</p> <p>Uwzględnienie polityki należytej staranności (<i>due diligence</i>) w zakresie zrównoważonego rozwoju w działaniach GK PGE.</p>
	<p>Rozporządzenie (UE) 2019/943 i 2019/942 oraz Dyrektywa (UE) ws. zmiany 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.</p> <p>Upowszechnienie korzystania z umów PPA, wzmocnienie pozycji odbiorców końcowych na rynku, uproszczenie reguł stosowania kontraktów różnicowych.</p>	<p>11 kwietnia 2024 roku plenum Parlamentu Europejskiego przyjęło finalne wersje rozporządzenia i dyrektywy. Następnie formalne zatwierdzenie przez Radę miało miejsce 21 maja 2024 roku. Rozporządzenie (UE) 2024/1747 oraz Dyrektywa (UE) 2024/1711 zostały opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE 26 czerwca 2024 roku. Obie regulacje weszły w życie dwudziestego dnia po publikacji.</p> <p>Termin transpozycji dyrektywy do prawa krajowego został określony na 17 stycznia 2025 roku oraz na 17 lipca 2026 roku w przypadku kilku wybranych artykułów.</p>	<p>Uzgodniona treść reformy wprowadza szereg zmian dotyczących kształtu kontraktów różnicowych (i analogicznych rozwiązań), które potencjalnie mogą pozytywnie wpływać na rozwój inwestycji w OZE oraz w nowe bloki jądrowe. Istotne zmiany regulacyjne będą dotyczyć spółek segmentu Obrót (wzmocnienie pozycji konsumentów, zmiany dot. taryf i ofert) oraz segmentu Dystrybucja (nowy sposób kształtowania taryf, zachęty do korzystania z usług elastyczności). W kontekście wyzwań dla stabilności polskiego systemu elektroenergetycznego pozytywnie należy ocenić możliwość wydłużenia (za zgodą KE) tymczasowej derogacji dla źródeł węglowych na Rynku Mocy.</p>
	<p>Projekt rozporządzenia (UE) ws. zmiany rozporządzeń (UE) 1227/2011 i 2019/942 w celu poprawy ochrony przed manipulacjami na hurtowym rynku energii.</p> <p>Zwiększenie przejrzystości rynku i zdolności jego monitorowania oraz zapewnienie skuteczniejszego dochodzenia i egzekwowania przypadków transgranicznych naruszeń w UE, tak aby 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.</p>	<p>Rozporządzenie (UE) 2024/1106 zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE 17 kwietnia 2024 roku i weszło w życie dwudziestego dnia po publikacji.</p>	<p>Zwiększenie obowiązków dotyczących raportowania informacji wewnętrznej, jak również obowiązków związanych z zarządzaniem taką informacją, jej rejestracją i monitorowaniem.</p>

4. Działalność GK PGE oraz segmentów działalności

Podstawowe dane operacyjne GK PGE	 Energetyka Odnawialna	 Energetyka Gazowa	 Energetyka Konwencjonalna	 Ciepłownictwo	 Dystrybucja	 Energetyka Kolejowa	 Obrót
Kluczowe aktywa segmentu	21 farm wiatrowych 41 elektrowni fotowoltaicznych 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	1 elektrownia gazowa ¹	5 elektrowni konwencjonalnych 2 kopalnie węgla brunatnego	16 elektrociepłowni	302,3 tys. km linii dystrybucyjnych	18,4 tys. km linii dystrybucyjnych	-
Moc zainstalowana energia elektryczna/energia ciepła	2 526 MWe/-	1 366 MWe ¹ /-	12 392 MWe/958 MWt	2 477 MWe/6 197 MWt	-	-	-
Wolumeny energii elektrycznej	Produkcja energii elektrycznej netto 1,83 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 0,44 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 21,30 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 3,94 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 17,97 TWh ²	Dystrybuowana energia elektryczna 2,14 TWh; Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 1,50 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 15,51 TWh ³
Wolumeny energii cieplnej	-	-	Produkcja ciepła netto 1,64 PJ	Produkcja ciepła netto 25,30 PJ	-	-	-
Pozycja Rynkowa	GK PGE jest największym producentem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (bez uwzględniania biomasy i biogazu) z rynkowym udziałem ok. 6%	-	GK PGE jest liderem w dziedzinie wydobycia węgla brunatnego w Polsce (96%) Krajowy lider w produkcji energii elektrycznej oraz największy wytwórca ciepła sieciowego	-	Drugi pod względem ilości klientów dystrybutor energii elektrycznej w kraju	Lider usług energetycznych dla infrastruktury kolejowej oraz największy dystrybutor i sprzedawca energii elektrycznej do sieci trakcyjnej	Lider w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce

¹ Blok 9 przekazany do eksploatacji 14 sierpnia 2024 roku, natomiast przekazanie do eksploatacji bloku 10 planowane jest na 30 września 2024 roku.

² Dane dotyczą PGE Dystrybucja S.A.

³ Dane dotyczą PGE Obrót S.A.

4.1. Kluczowe wyniki operacyjne GK PGE

KLUCZOWE WYNIKI OPERACYJNE GK PGE

Tabela: Kluczowe dane operacyjne.

Kluczowe dane operacyjne	Jedn.	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Produkcja energii elektrycznej netto	TWh	27,51	28,02	-2%
w tym produkcja OZE	TWh	1,46	1,44	1%
Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE	TWh	33,79	39,34	-14%
Sprzedaż energii do odbiorców finalnych ¹	TWh	17,04	17,48	-3%
Produkcja ciepła	PJ	26,94	29,14	-8%
Sprzedaż ciepła	PJ	26,35	28,38	-7%
Dystrybucja energii elektrycznej	TWh	20,11	18,82	7%

¹Po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE, sprzedaż realizowana głównie przez PGE Obrót S.A. oraz dodatkowo przez PGE Energetyka Kolejowa S.A.

BILANS ENERGII GK PGE

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

Wolumen sprzedaży	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
A. Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, w tym:	33,79	39,34	-14%
▪ Sprzedaż do odbiorców finalnych ¹	17,04	17,48	-3%
▪ Sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym	16,75	21,86	-23%
B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)	8,61	13,39	-36%
C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE	27,51	28,02	-2%
D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)	2,33	2,07	13%

¹Sprzedaż realizowana głównie przez PGE Obrót S.A. oraz dodatkowo przez PGE Energetyka Kolejowa 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, zużycia energii w kopalniach węgla brunatnego oraz zużycia energii w elektrowniach szczytowo-pompowych.

Niższa sprzedaż energii na rynku hurtowym z uwzględnieniem rynku bilansującego wynika z większego udziału produkcji z OZE oraz z większego udziału importu energii elektrycznej. Niższy zakup na rynku hurtowym to głównie efekt niższej sprzedaży do odbiorców finalnych w PGE Obrót S.A. w segmentach klientów korporacyjnych i dużego biznesu, którzy skłaniają się w kierunku dywersyfikacji źródeł energii, głównie z większym wykorzystaniem OZE. Jednocześnie wystąpiła wyższa sprzedaż do odbiorców finalnych w efekcie ujęcia sprzedaży energii elektrycznej realizowanej przez PGE Energetyka Kolejowa S.A. w I półroczu 2024 roku, która w analogicznym okresie roku poprzedniego miała miejsce tylko w II kwartale 2024 roku.

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej netto (TWh).

Wolumen produkcji	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	27,51	28,02	-2%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	14,99	14,82	1%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	6,31	6,61	-5%
w tym współspalanie biomasy	0,02	0,00	-
Elektrownie gazowe	0,44	0,00	-
Elektrociepłownie węglowe	1,77	2,27	-22%
Elektrociepłownie gazowe	1,98	2,31	-14%
Elektrociepłownie biomasowe	0,18	0,26	-31%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,01	0,01	0%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,58	0,57	2%
Elektrownie wodne	0,27	0,28	-4%
Elektrownie wiatrowe	0,93	0,89	4%
Elektrownie fotowoltaiczne	0,05	0,00	-
w tym produkcja OZE	1,46	1,44	1%

Poziom produkcji energii elektrycznej w I półroczu 2024 roku ukształtował się na poziomie niższym o 2% w porównaniu do I półrocza 2023 roku.

Niższy poziom produkcji energii elektrycznej w GK PGE wynika głównie ze względu na wysokie pokrycie zapotrzebowania krajowego przez źródła odnawialne i gaz oraz efekt wyższego importu w pokryciu zapotrzebowania.

Niższa produkcja w elektrociepłowniach węglowych i elektrociepłowniach gazowych (łącznie spadek o 0,8 TWh) jest efektem niższej produkcji energii w skojarzeniu z ciepłem ze względu na warunki pogodowe (wyższe średnie temperatury).

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym miała miejsce w Elektrowni Opole i Elektrowni Dolna Odra (łącznie spadek o 0,3 TWh) przy porównywalnej do I półrocza 2023 roku produkcji w Elektrowni Rybnik. Powyższe odchylenie wystąpiło w efekcie niższego średnio-blokowego obciążenia w Elektrowni Opole o 19 MW oraz w Elektrowni Dolna Odra o 4 MW. Elektrownie Opole i Dolna Odra pozostawały dłużej w rezerwie łącznie o 2 031 h, przy jednocześnie krótszym czasie postoju w remontach o 1 249 h.

Bloki gazowe w Elektrowni Gryfino wyprodukowały 0,4 TWh energii elektrycznej w ramach realizacji procesu inwestycyjnego.

Wyższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (wzrost o 0,2 TWh) wynika z wyższej produkcji w Elektrowni Bełchatów (wzrost o 0,6 TWh) w następstwie wyższego średnio-blokowego obciążenia o 19 MW. Jednocześnie miała miejsce niższa produkcja w Elektrowni Turów (spadek o 0,4 TWh), która pozostawała dłużej w rezerwie o 563 h i pracowała z średnio-blokowym obciążeniem niższym o 22 MW.

Produkcja w elektrociepłowniach biomasowych, elektrociepłowniach opalanych odpadami komunalnymi, elektrowniach szczytowo-pompowych, elektrowniach wodnych, wiatrowych i fotowoltaicznych utrzymała się na poziomie okresu porównywalnego.

PRODUKCJA CIEPŁA

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła netto (PJ).

Wolumen produkcji ciepła	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Produkcja ciepła netto w PJ	26,94	29,14	-8%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	1,29	1,40	-8%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,35	0,36	-3%
Elektrociepłownie węglowe	19,57	20,84	-6%
Elektrociepłownie gazowe	4,27	5,41	-21%
Elektrociepłownie biomasowe	1,09	0,86	27%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,05	0,07	-29%
Elektrociepłownie pozostałe	0,32	0,20	60%

Główny wpływ na niższy poziom produkcji ciepła netto w I półroczu 2024 roku r/r miała temperatura zewnętrzna. Średnie temperatury w I półroczu 2024 roku były wyższe o 1,0°C r/r, co przełożyło się na niższą produkcję ciepła.

SPRZEDAŻ CIEPŁA

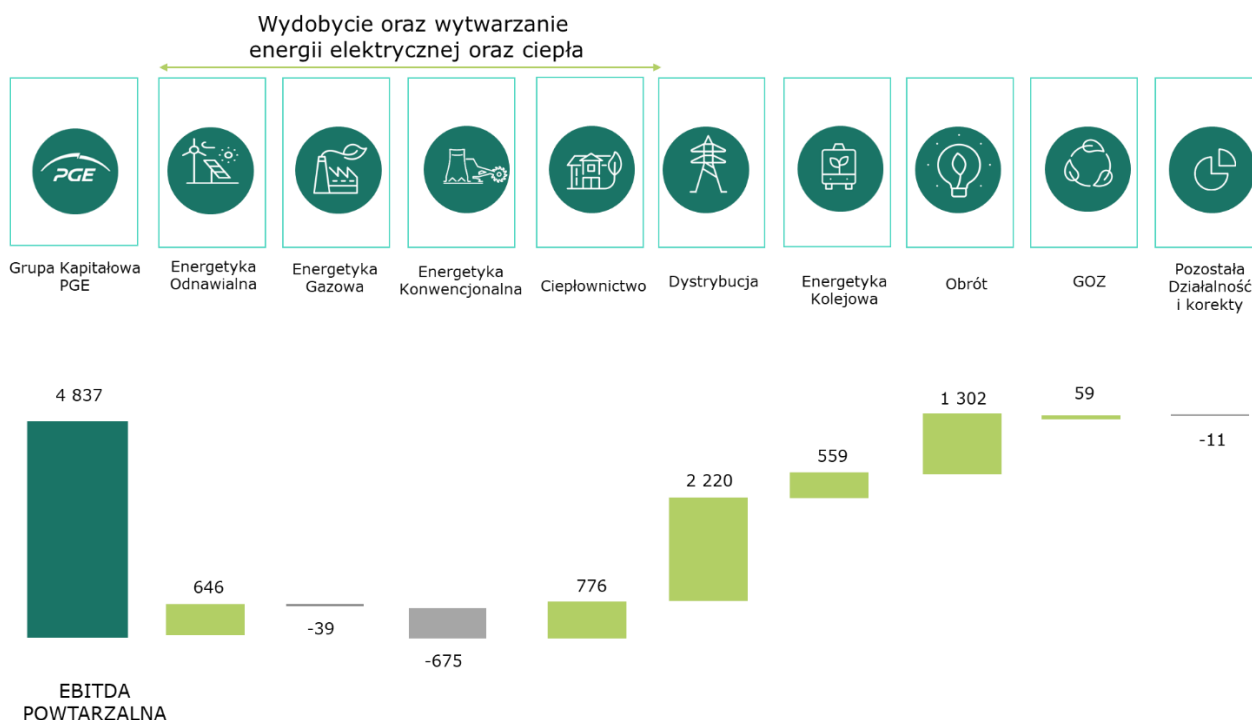
W I półroczu 2024 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 26,4 PJ i był niższy o 2,0 PJ r/r. Na powyższy wynik wpływ miało głównie niższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane wyższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi w porównaniu do I półrocza 2023 roku.

4.2. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE

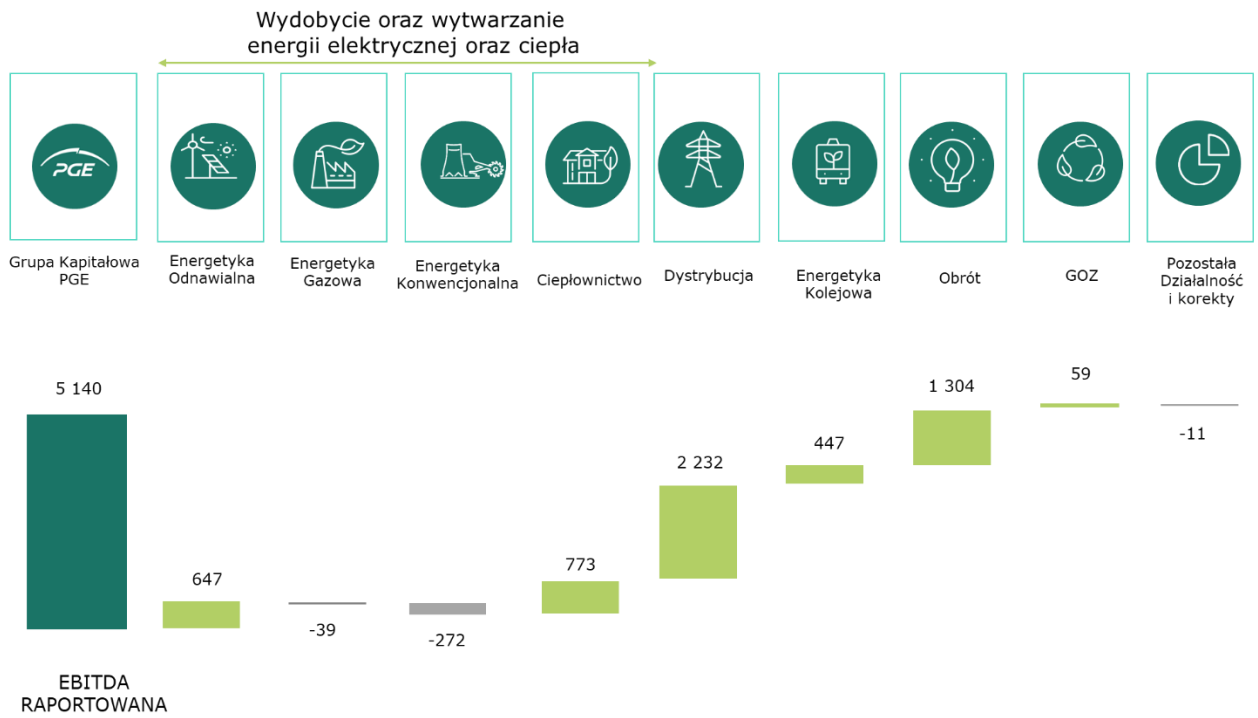
Najlepszym miernikiem oceny rentowności i poziomu zyskowności spółek z branży energetycznej jest wynik EBITDA powtarzalna. Jest to wynik przed potrąceniem kosztów amortyzacji, podatków dochodowych oraz działalności finansowej, w tym odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych. EBITDA umożliwia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

Na skonsolidowany wynik EBITDA Grupy PGE składają się wyniki finansowe poszczególnych segmentów działalności. Największy udział w wyniku EBITDA powtarzalna Grupy za I półrocze 2024 roku mają segmenty: Dystrybucja (46%), Obrót (27%), Ciepłownictwo (16%), Energetyka Odnawialna (13%) oraz Energetyka Kolejowa (12%). Segment Energetyka Konwencjonalna wpływa ujemnie na wynik EBITDA powtarzalna Grupy Kapitałowej, natomiast pozostałe segmenty mają nieznaczący udział w wyniku.

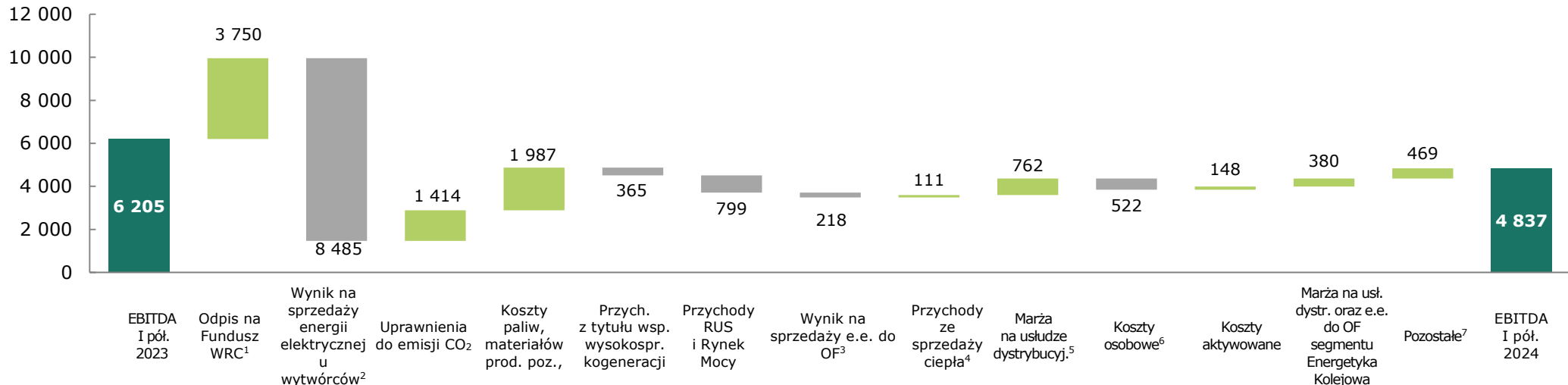
Wykres: EBITDA powtarzalna GK PGE (mln PLN)



Wykres: EBITDA raportowana GK PGE (mln PLN)



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



Odchylenie	3 750	-8 485	1 414	1 987	-365	-799	-218	111	762	-522	148	380	469		
EBITDA raportowana I pół. 2023	5 872														
Zdarzenia jednoraz. I pół. 2023	-333														
EBITDA powtarzalna I pół. 2023	6 205	3 727	24 125	11 964	6 493	408	2 571	460	2 583	2 748	3 419	500	328	1 915	
EBITDA powtarzalna I pół. 2024		-23	15 640	10 550	4 506	43	1 772	242	2 694	3 510	3 941	648	708	1 446	4 837
Zdarzenia jednoraz. I pół. 2024															303
EBITDA raportowana I pół. 2024															5 140

¹ Bez uwzględnienia wpływu korekty szacunku odpisu za 2022 rok (zdarzenie jednorazowe).

² Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej pomniejszony o koszt zakupu energii elektrycznej.

³ Z uwzględnieniem rekompensat, korekty marży na prawach majątkowych (PM) na GK PGE; bez doszacowania kosztów różnicy bilansowej; OF-odbiorcy finalni.

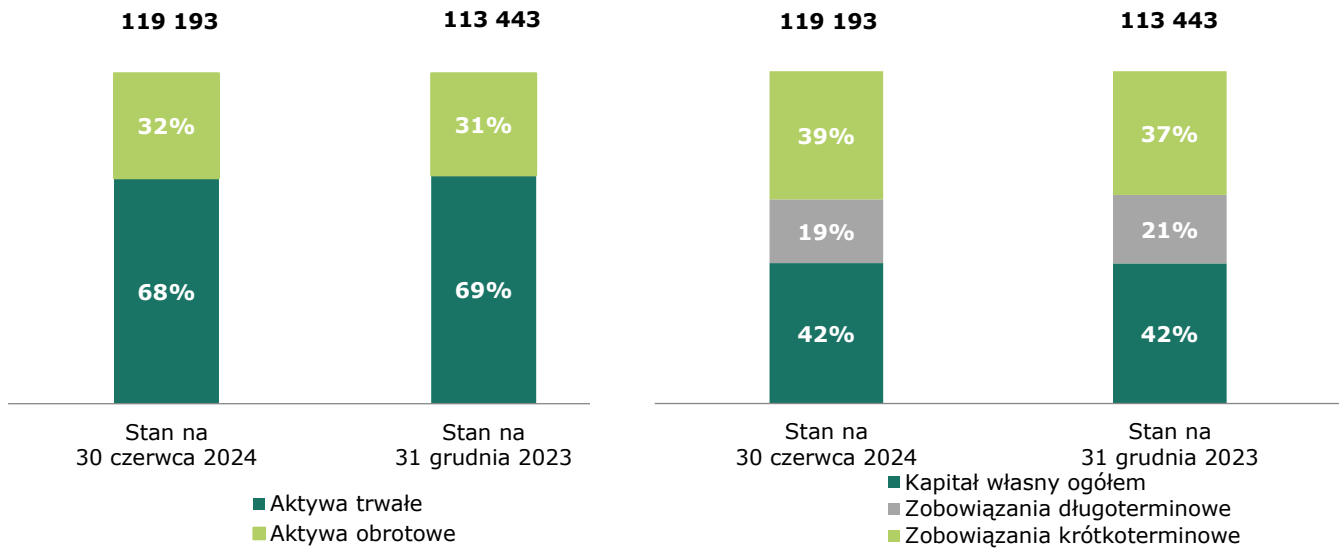
⁴ Z uwzględnieniem rekompensat.

⁵ Z uwzględnieniem przychodów z tytułu usług dystrybucyjnych, rekompensat, kosztów usług przesyłowych PSE S.A., salda opłat przenoszonych oraz tranzytowych, kosztów zakupu e.e. na pokrycie różnicy bilansowej; bez doszacowania kosztów różnicy bilansowej.

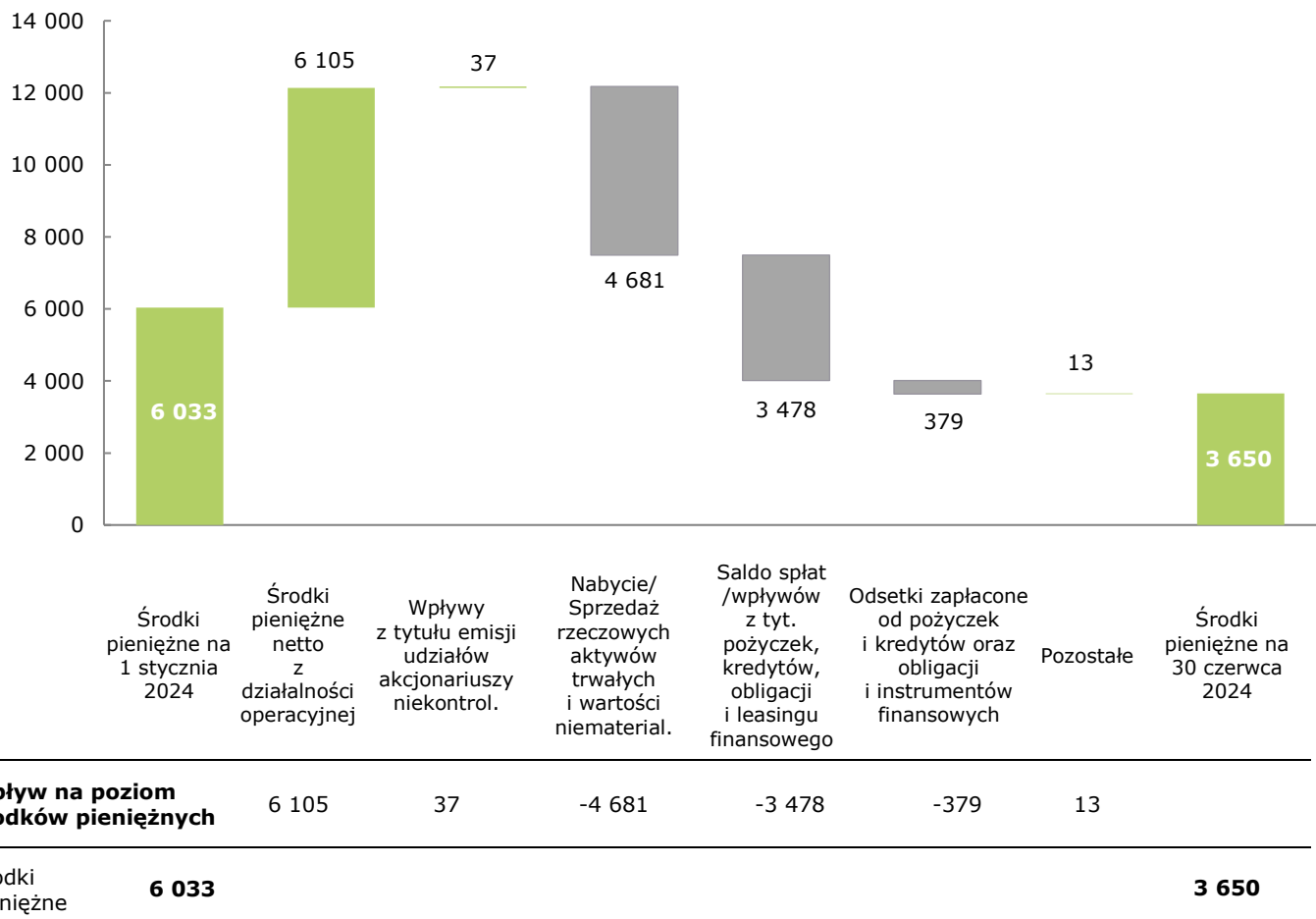
⁶ Bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe).

⁷ Bez uwzględnienia rekompensat KDT, zmiany rezerwy rekultywacyjnej oraz utworzenia odpisów na należności PKP Cargo S.A. (zdarzenia jednorazowe).

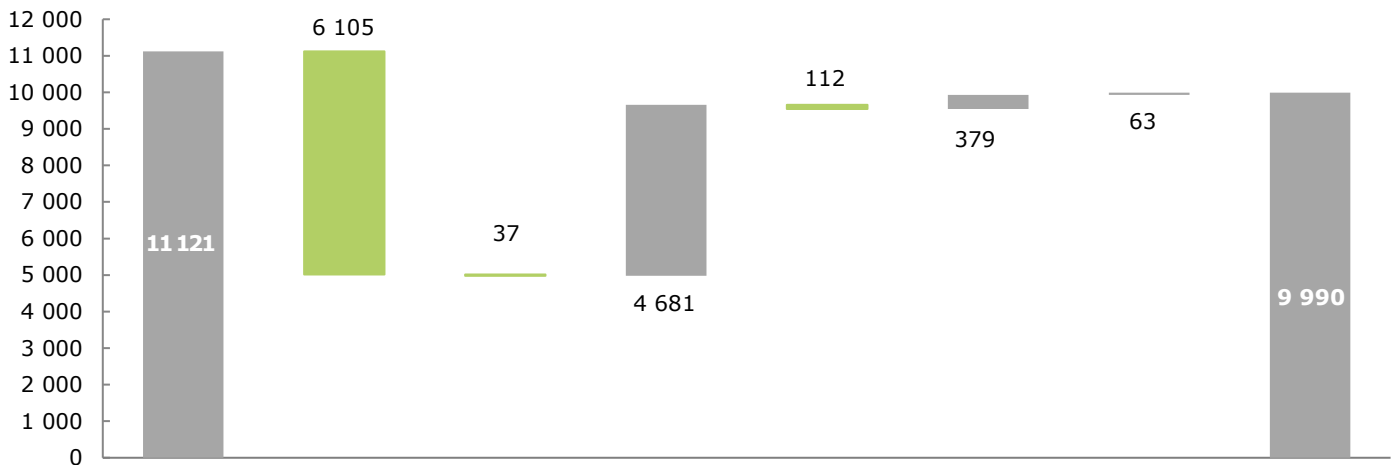
Wykres: Struktura Aktywów oraz Kapitałów i Zobowiązań (mln PLN).



Wykres: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



Wykres: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).



Zadłużenie finansowe netto 31 grudnia 2023	Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	Wpływy z tytułu emisji udziałów akcjonariuszy niekontrol.	Nabycie/Sprzedaż rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerial.	Zmiana środków o ogranicz. możliwości dyspon.	Obsługa zadłużenia - odsetki	Pozostałe	Zadłużenie finansowe netto 30 czerwca 2024 ¹
--	---	---	--	---	------------------------------	-----------	---

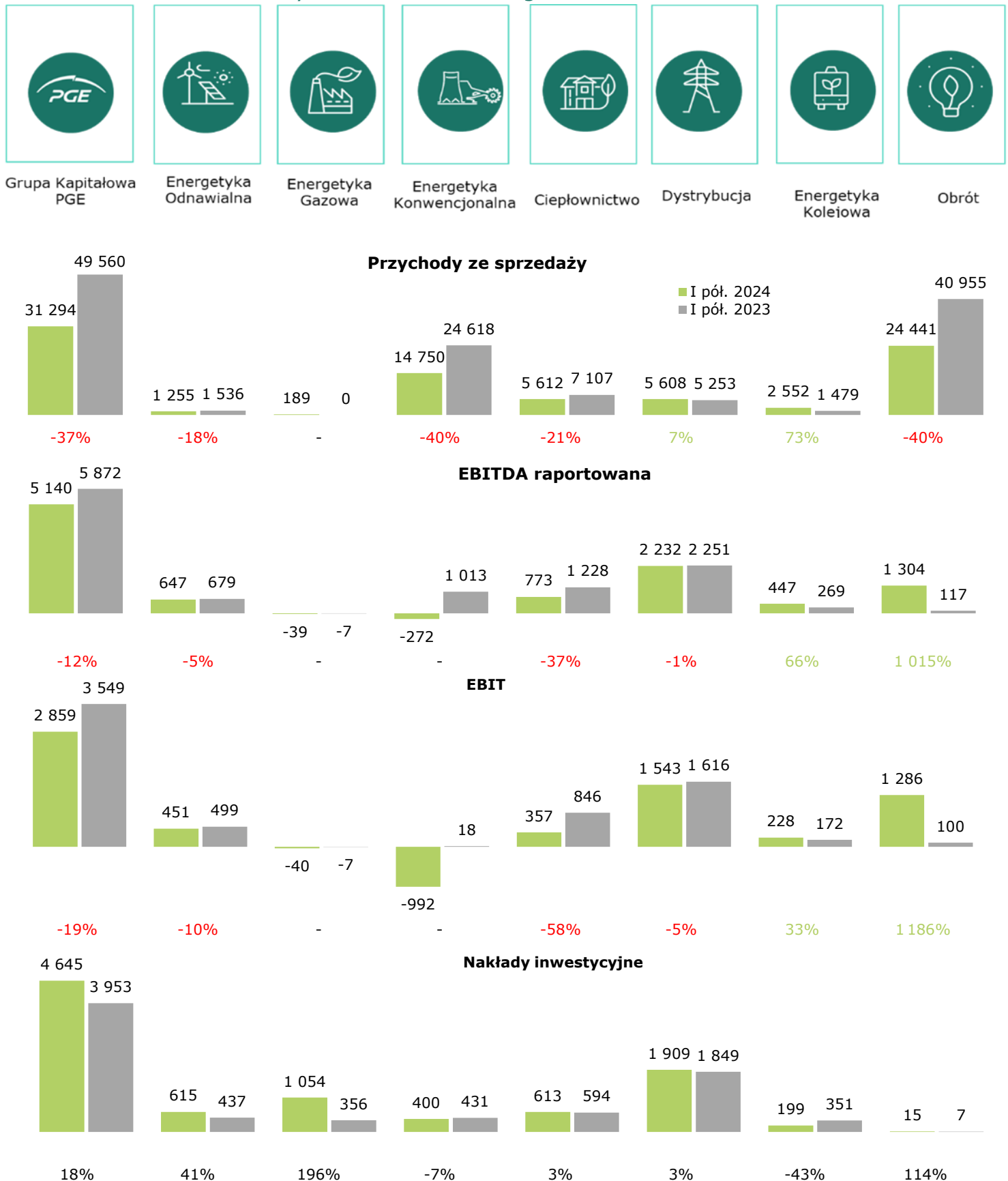
Wpływ na poziom zadłużenia netto

Zadłużenie finansowe netto	11 121	-6 105	-37	4 681	-112	379	63	9 990
----------------------------	---------------	--------	-----	-------	------	-----	----	--------------

¹Szacunkowy poziom ekonomicznego zadłużenia netto (uwzględniającego przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO₂) wynosi 20 126 mln PLN.

4.3. Charakterystyka segmentów działalności

4.3.1 Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności¹



¹Od 2024 roku utworzono segment Energetyka Gazowa oraz dostosowano do porównywalności dane segmentu Pozostała Działalność za I półrocze 2023 roku, w którym w poprzednich okresach raportowych prezentowane były spółki przeniesione do nowoutworzonego segmentu.

4.3.2 Segment działalności – Energetyka Odnawialna

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

Energetyka Odnawialna

Główne pozycje przychodowe	mIn PLN	Produkcja energii elektrycznej		Główne pozycje kosztowe	
		1,83 TWh		mIn PLN	
Sprzedaż energii elektrycznej	907	➔	➔	Zużycie energii w tym energia na potrzeby pompowania	307 303
Sprzedaż praw majątkowych	134			Amortyzacja	196
Rynek Mocy	133			Usługi Obce	121
Regulacyjne usługi systemowe	38			Koszty osobowe ¹	106
				Podatki i opłaty w tym podatek od nieruchomości	47 37
Główne pozycje przychodowe		Główne pozycje kosztowe		Główne pozycje wynikowe	
mIn PLN		mIn PLN		mIn PLN	
EBIT powtarzalny	450	EBITDA powtarzalna	646	EBITDA raportowana	647
EBIT raportowany	451				

¹ Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe.

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 Energetyka Odnawialna, otrzymują wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (pozostawanie przez Jednostkę Rynku Mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do KSE oraz zobowiązanie do dostawy określonej mocy w okresie zagrożenia). Przychody z Rynku Mocy skompensowały częściową utratę przychodów z tyt. świadczeni a regulacyjnych usług systemowych. Wycofana została usługa rezerwy interwencyjnej gotowość (RIG). Od połowy czerwca 2024 roku został wprowadzony w życie kolejny etap reformy Rynku Bilansującego. W efekcie powyższej reformy elektrownie mają możliwość oferowania energii bilansującej i mocy bilansujących. Nowy katalog usług bilansujących obejmuje: rezerwę utrzymania częstotliwości, rezerwę odbudowy częstotliwości i rezerwę zastępczą.

Istotne pozycje kosztowe działalności w ramach segmentu stanowią: **zużycie energii na potrzeby pompowania wody w elektrowniach szczytowo-pompowych, amortyzacja aktywów segmentu oraz usługi obce**, głównie usługi remontowe i utrzymaniowe. Istotną pozycję kosztową działalności w ramach segmentu stanowi również podatek od nieruchomości oraz koszty pracy.

Na podstawie przepisów Ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku wytwórcy energii elektrycznej zobowiązani byli do dokonywania **odpisu na Fundusz WRC**.

AKTYWA I DANE OPERACYJNE

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:

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

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

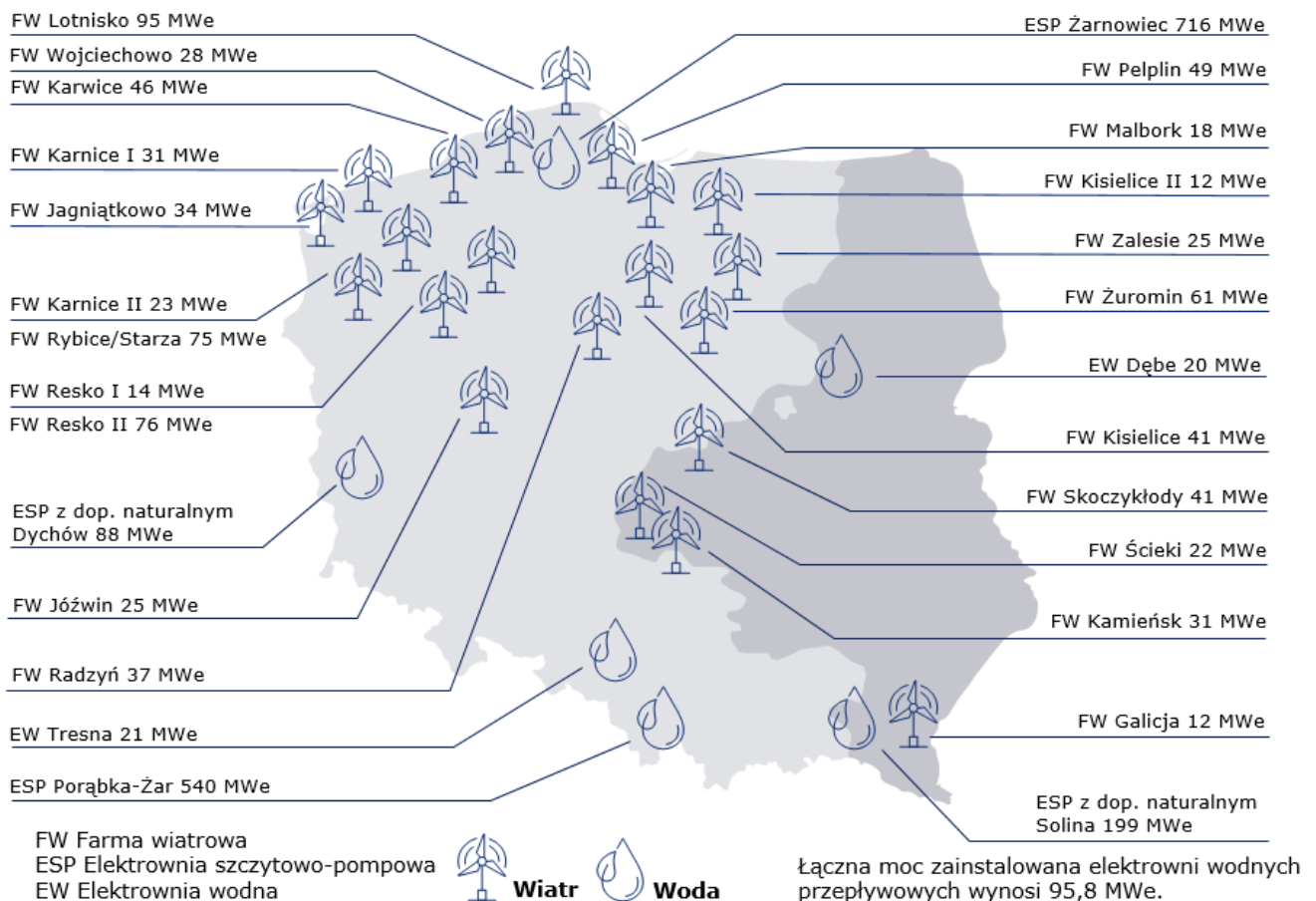
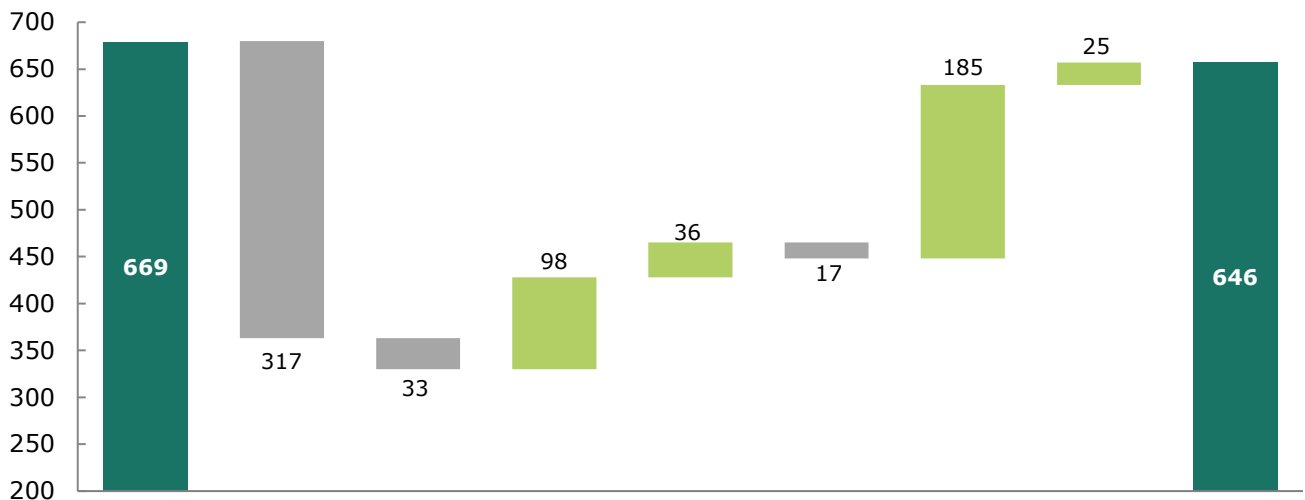


Tabela: Produkcja energii (TWh).

Rodzaje Elektrowni	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Elektrownie wodne szczytowo-pompowe	0,58	0,57	2%
Elektrownie wodne przepływowe	0,27	0,28	-4%
Elektrownie wiatrowe	0,93	0,89	4%
Elektrownie fotowoltaiczne	0,05	0,00	-
Razem	1,83	1,74	5%

KLUCZOWE WIELKOŚCI FINANSOWE W SEGMENTCIE

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



	EBITDA I pół. 2023	Przychody e.e. ¹	Przychody PM	Zakup e.e. dla ESP	Przychody RUS i Rynek Mocy	Koszty osobowe ²	Odpis na Fundusz WRC	Pozostałe ³	EBITDA I pół. 2024
Odchylenie		-317	-33	98	36	-17	185	25	
EBITDA raportowana I pół. 2023	679								
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2023	10								
EBITDA powtarzalna I pół. 2023	669	1 224	167	401	135	89	187	180	
EBITDA powtarzalna I pół. 2024		907	134	303	171	106	2	155	646
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2024									1
EBITDA raportowana I pół. 2024									647

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

² Uwzględnia zdarzenie jednorazowe (rezerwa aktuarialna).

³ Uwzględnia zdarzenie jednorazowe (rezerwa rekultywacyjna).

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

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	0	11	-100%
Zmiana rezerwy aktuarialnej	1	-1	-
Razem	1	10	-90%

Kluczowe czynniki wpływające na wyniki segmentu Energetyka Odnawialna r/r:

- **Niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej** wynikają z: niższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 160 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o 369 mln PLN, wyższego wolumenu sprzedaży o 94 GWh, co wpłynęło na powiększenie przychodów o 52 mln PLN.
- **Niższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych**, które wynikają z niższej średniej ceny sprzedaży o 43 PLN/MWh r/r, w wyniku czego przychody spadły o 34 mln PLN, wyższego wolumenu sprzedaży o 7 GWh, co wpłynęło na wzrost przychodów o 1 mln PLN.
- **Niższe koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby pompowania** w elektrowniach szczytowo-pompowych w wyniku niższej średniej ceny zakupu energii elektrycznej o 176 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek kosztów o 186 mln PLN oraz wyższego wolumenu zakupu o 192 GWh, wpływającego na wzrost kosztów o 88 mln PLN.
- **Wzrost przychodów z Rynku Mocy oraz Regulacyjnych Usług Systemowych** związany głównie z większym wykorzystaniem jednostek w systemie.
- **Wzrost kosztów osobowych** jest głównie efektem wyższego zatrudnienia ze względu na rozwój obszarów Energetyki Morskiej i Energetyki Odnawialnej oraz podpisanych porozumień płacowych.
- **Brak odpisu na Fundusz WRC**, który występował w 2023 roku.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** wynika głównie z wyższych przychodów ze sprzedaży gwarancji pochodzenia energii elektrycznej oraz niższej korekty rozliczenia aukcji OZE z Zarządcą Rozliczeń.

NAKLĄDY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna.

mIn PLN	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	609	432	41%
▪ Rozwojowe	498	354	41%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	111	78	42%
Pozostałe	6	5	20%
Razem	615	437	41%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE ENERGETYKA ODNAWIALNA

▪ **Program Budowy Morskich Farm Wiatrowych (MFW)**

Celem strategicznym Grupy PGE w obszarze energetyki morskiej jest zbudowanie co najmniej 6,5 GW mocy do 2040 roku.

Grupa dysponuje 8 pozwoleniami lokalizacyjnymi dla elektrowni morskich na Morzu Bałtyckim. 5 postępowań (z łącznym potencjałem mocy ok. 3,9 GW) zostało rozstrzygniętych na korzyść GK PGE w 2023 roku, natomiast 3 pozwolenia lokalizacyjne Grupa PGE uzyskała w 2012 roku, w oparciu o które przygotowuje inwestycje na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy ok. 3,5 GW (z czego 2,5 GW wspólnie z Ørsted). Przekazanie do eksploatacji pierwszego projektu prowadzonego wspólnie z Ørsted - Baltica 2 o mocy do 1,5 GW planowane jest do 2030 roku.

Projekt Baltica 1 (ok. 0,9 GW) jest we wczesnej fazie przygotowania do realizacji. W I połowie 2024 roku prowadzono badania środowiskowe i geotechniczne oraz realizowano pomiary wietrzności.

Projekt Baltica 2 (ok. 1,5 GW) jest na etapie kontraktacji umów z wykonawcami. Kluczowe umowy z zakresu robót budowlano-instalacyjnych oraz dostaw elementów zostały już zawarte. W ramach umowy dot. budowy układu wyprowadzenia mocy w części lądowej 28 czerwca 2024 roku wydane zostało polecenie rozpoczęcia prac. Aktualnie prowadzone są prace związane z przygotowaniem terenu budowy – m.in. wycinka, przekładki istniejącej infrastruktury.

Projekt Baltica 3 (ok. 1 GW) jest w fazie przygotowania do realizacji. W I połowie 2024 roku zakończono badania geotechniczne w ramach kampanii wstępnej i pośredniej.

▪ **Program Budowy Instalacji Fotowoltaicznych GK PGE**

Dotychczas w ramach Programu odebrano projekty o łącznej mocy ok. 95 MW, w tym w I półroczu 2024 roku do eksploatacji przekazano farmy o łącznej mocy 47 MW (m.in. PV Augustynka o mocy 25 MW, PV Pasterzowice 8 MW, PV Krotoszyn – 5 MW i PV Ruchocinek – 2 MW oraz projekty o mocach do 1 MW).

W fazie realizacji znajduje się ok. 320 MW projektów, w tym m.in. PV Jeziórko (100 MW), PV Żółtańce (15 MW), PV Pokrzywnica (7 MW) oraz PV Jedlanka Stara (5 MW), gdzie przekazanie do eksploatacji planowane jest w II półroczu 2024 roku.

W I półroczu 2024 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.

▪ **Modernizacja wyposażenia technologicznego Elektrowni Wodnej Dębe**

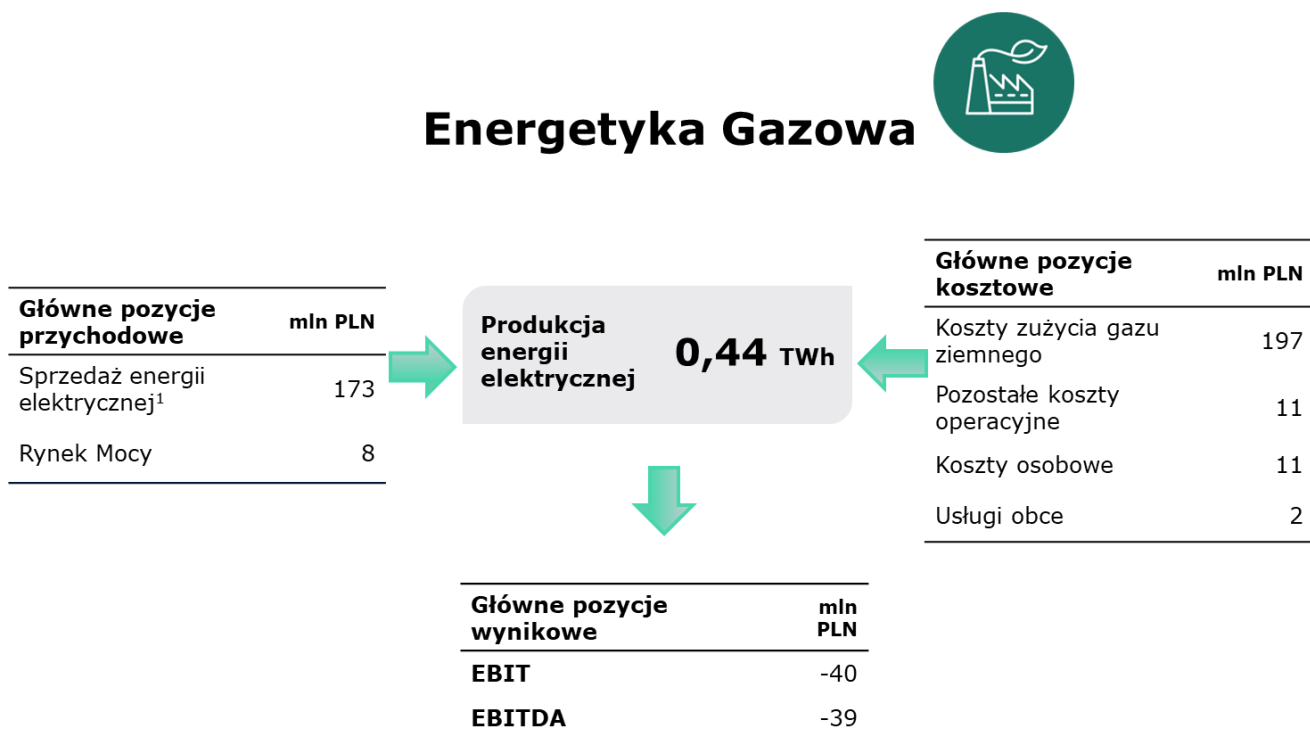
Dotychczas zakończono modernizację trzech z czterech hydrozespołów Elektrowni Wodnej Dębe. W I półroczu 2024 roku prowadzono zaawansowane prace modernizacyjne na ostatnim (czwartym) hydrozespole. Zakończenie modernizacji planowane jest w II półroczu 2024 roku.

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

Zakres prac obejmuje modernizację części technologicznej zbiornika górnego oraz obiektów budowlanych toru wodnego. Trwają zaawansowane prace związane z wymianą asfaltu na zbiorniku górnym. Na początku maja 2024 roku rozpoczęto całkowite odstawienie elektrowni, które zgodnie z planem będzie trwać do końca września 2024 roku. Umożliwi to prowadzenie prac modernizacyjnych na górnym i dolnym ujęciu wody oraz w komorze elektrowni. Prace na części technologicznej (modernizacja hydrozespołów) zaplanowane są na IV kwartał 2024 roku. Dla tej części zakresu prac trwają prace projektowe.

4.3.3 Segment działalności – Energetyka Gazowa

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w niskoemisyjnych źródłach gazowych.



¹Ujęcie zarządcze.

W I półroczu 2024 roku trwały prace rozruchowe bloków w Elektrowni Gryfino. Tym samym segment uzyskiwał przychody ze sprzedaży energii elektrycznej na Rynek Bilansujący oraz ponosił koszty zużycia gazu ziemnego. Jednocześnie zgodnie z ustawą z dnia 12 czerwca 2015 roku o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, do momentu oddania bloku do eksploatacji segment nie ponosi kosztów opłat za emisję CO₂.

Docelowo podstawowym źródłem przychodów segmentu Energetyka Gazowa będą **przychody ze sprzedaży energii elektrycznej** na rynku hurtowym oparte na cenie energii elektrycznej ustalonej przez mechanizmy równoważenia podaży i popytu przy uwzględnieniu kosztów zmiennych wytwarzania. Jednocześnie najistotniejszymi pozycjami kosztowymi segmentu, z racji wielkości i zmienności, a tym samym wpływu na wynik operacyjny, będą **koszty opłat za emisję CO₂** oraz **koszty zużycia gazu ziemnego**.

Istotną pozycję w przychodach segmentu będą stanowić **przychody z Rynku Mocy**, mechanizmu wprowadzonego w celu zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w KSE. Elektrownie segmentu będą otrzymywać 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). Dodatkową pozycją w przychodach segmentu będą stanowić **przychody z tyt. świadczenia regulacyjnych usług systemowych**.

AKTYWA

W skład segmentu Energetyka Gazowa będą wchodzić finalnie 2 elektrownie pracujące w oparciu o niskoemisyjne paliwo gazowe, tj.: Elektrownia Gryfino (2 bloki, każdy o mocy zainstalowanej 683 MW) oraz Elektrownia Rybnik (1 blok o mocy 882 MW).

Blok nr 9 w Elektrowni Gryfino z początkiem marca 2024 roku został zsynchronizowany z KSE i na dzień 30 czerwca 2024 roku trwały prace rozruchowe. W połowie czerwca rozpoczął się 720-godzinny ruch próbny bloku. 14 sierpnia 2024 roku blok został oddany do eksploatacji.

Blok nr 10 w Elektrowni Gryfino 22 maja 2024 roku został zsynchronizowany z KSE i od tego momentu trwają prace rozruchowe.

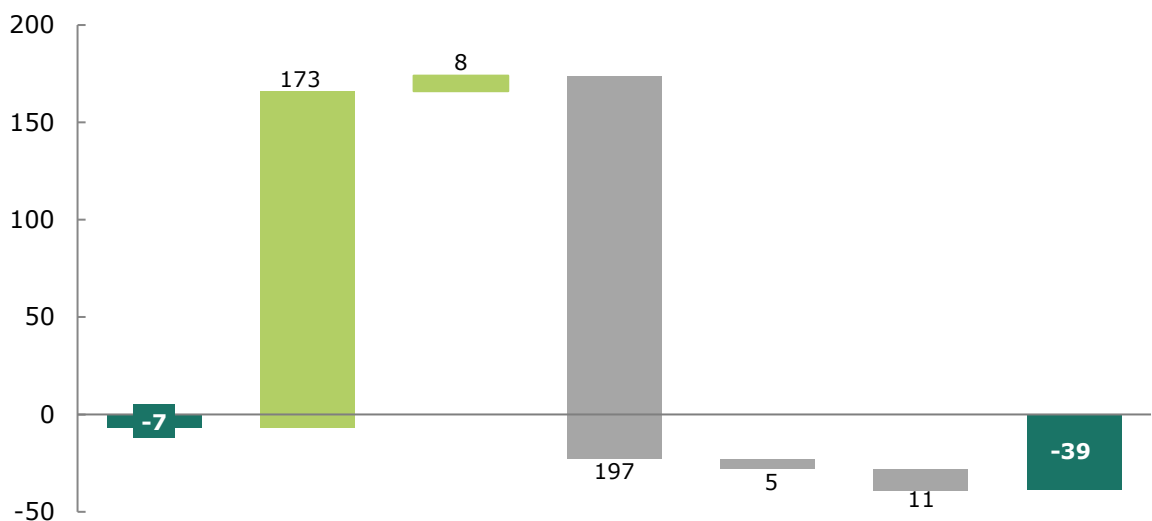
Wykres: Główne aktywa segmentu Energetyka Gazowa i ich moc zainstalowana.



¹ Blok 9 przekazany do eksploatacji 14 sierpnia 2024 roku, natomiast przyjęcie do eksploatacji bloku 10 planowane jest na 30 września 2024 roku.

KLUCZOWE WIELKOŚCI FINANSOWE W SEGMENTCIE

Wykres: Kluczowe odchylenia powtarzalnego wyniku EBITDA w segmencie Energetyka Gazowa w ujęciu zarządczym (mln PLN)¹.



	EBITDA I pół. 2023	Produkcja e.e.	Przychody RUS i Rynek Mocy	Koszty gazu ziemnego	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I pół. 2024
Odchylenie		173	8	-197	-5	-11	
EBITDA I pół. 2023	-7	0	0	0	6	1	
EBITDA I pół. 2024		173	8	197	11	12	-39

¹ Ze względu na wydzielenie segmentu Energetyka Gazowa z segmentu Pozostała Działalność dane za I półrocze 2023 roku dostosowano do porównywalności.

Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu Energetyka Gazowa r/r:

- **Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej**, jako efekt sprzedaży 0,44 TWh energii elektrycznej na Rynku Bilansującym.
- **Koszty zużycia gazu ziemnego**, jako efekt zużycia 0,98 TWh paliwa w procesie produkcyjnym.
- **Wyższe koszty osobowe**, głównie w związku z rozpoczęciem procesu produkcyjnego w Elektrowni Gryfino.
- **Pozycja pozostałe**, uwzględnia głównie koszty niespełnienia Operacyjnego Kamienia Milowego (OKM) dotyczącego Rynku Mocy o wartości 11 mln PLN, które obciążały pozostałe koszty operacyjne PGE Gryfino 2050 w związku z przesunięciem w czasie rozpoczęcia procesu produkcyjnego.

NAKLADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Gazowa¹

mIn PLN	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1 054	356	196%
▪ Rozwojowe	1 054	356	196%
Razem	1 054	356	196%

¹Segment wydzielony z segmentu Pozostała Działalność od 2024 roku.

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA GAZOWA

- W I półroczu 2024 roku kontynuowano prace związane z realizacją projektu budowy **bloku gazowo-parowego** o mocy 882 MW brutto w **Rybniku (Rybnik 2050 sp. z o.o.)**. 12 marca 2024 roku uzyskano decyzję o pozwoleniu na budowę z rygiem natychmiastowej wykonalności. W maju 2024 roku zakończono palowanie pod fundamenty obiektów głównych (maszynownia turbiny gazowej, turbiny parowej, kotłowni kotła odzysknicowego) i rozpoczęto prace związane z fundamentowaniem wymienionych obiektów. Wykonawca realizuje zamówienia głównych elementów budowy elektrowni (turbozespołu, kotłowni, urządzeń pomocniczych) oraz zawiera umowy z kolejnymi podwykonawcami prac i urządzeń.
- W I półroczu 2024 roku kontynuowano prace związane z realizacją **budowy dwóch nowych bloków gazowo-parowych** o mocy 683 MWe każdy (**PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.**). W styczniu 2024 roku z wynikiem pozytywnym zakończono proces chemicznego czyszczenia (tzw. trawienia) instalacji bloku 10. W lutym 2024 roku zakończono przygotowanie do rozruchu bloku 9. 27 lutego 2024 roku nastąpił pierwszy zapłon Turbiny Gazowej Bloku nr 9 (TG9), natomiast pierwszą synchronizację z KSE przeprowadzono 4 marca 2024 roku. 12 kwietnia 2024 roku uzyskano dla bloków decyzję o Pozwoleniu Zintegrowanym z nadanym rygiem natychmiastowej wykonalności. Prowadzono prace rozruchowe i optymalizujące układy w zakresie obu bloków. Po pomyślnym przeprowadzeniu ruchu regulacyjnego na bloku 9, 11 czerwca 2024 roku rozpoczęto 720 - godzinny ruch próbny. 18 maja 2024 roku nastąpiło pierwsze rozpalenie turbiny gazowej bloku 10, a następnie po osiągnięciu synchronizacji z KSE 27 maja 2024 roku rozpoczęto ruch regulacyjny bloku 10.

23 lipca 2024 roku zawarto przed mediatorem Sądu Polubownego przy Prokuraturii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej Ugodę z Generalnym Wykonawcą, w której ujęto nowe terminy przekazania bloków do eksploatacji: dla bloku 9 – 15 sierpnia 2024 roku oraz dla bloku 10.- 30 września 2024 roku. Blok 9 przekazano do eksploatacji 14 sierpnia 2024 roku. W ramach Ugody Wykonawca zobowiązał się do realizacji dodatkowych prac. Zmiana terminu realizacji umowy nie powoduje zmiany wynagrodzenia kontraktowego.

KLUCZOWE PROJEKTY W SEGMENTCIE ENERGETYKA GAZOWA

Cel projektu	Budżet	Nakłady łącznie ¹	Nakłady w I półroczu. 2024 roku ¹	Paliwo/ sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa dwóch bloków gazowo-parowych w PGE Gryfino 2050	4,3 mld PLN	3,5 mld PLN	340 mln PLN	Gaz ziemny/ 63,2 %	Konsorcjum firm: General Electric (lider konsorcjum) i Polimex Mostostal S.A.	Blok 9 – 14 sierpnia 2024 roku ² Blok 10 – 30 września 2024 roku
Budowa bloku gazowo-parowego w Rybnik 2050	4,0 mld PLN	656 mln PLN	556 mln PLN	Gaz ziemny/ 63,9 %	Konsorcjum firm: Polimex Mostostal S.A. (lider konsorcjum), Siemens Energy sp. z o.o., Siemens Energy Global GmbH & Co. KG	Grudzień 2026 roku

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

² zrealizowane

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%¹¹ krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii elektrycznej – wytwarza ok. 29%¹² 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.

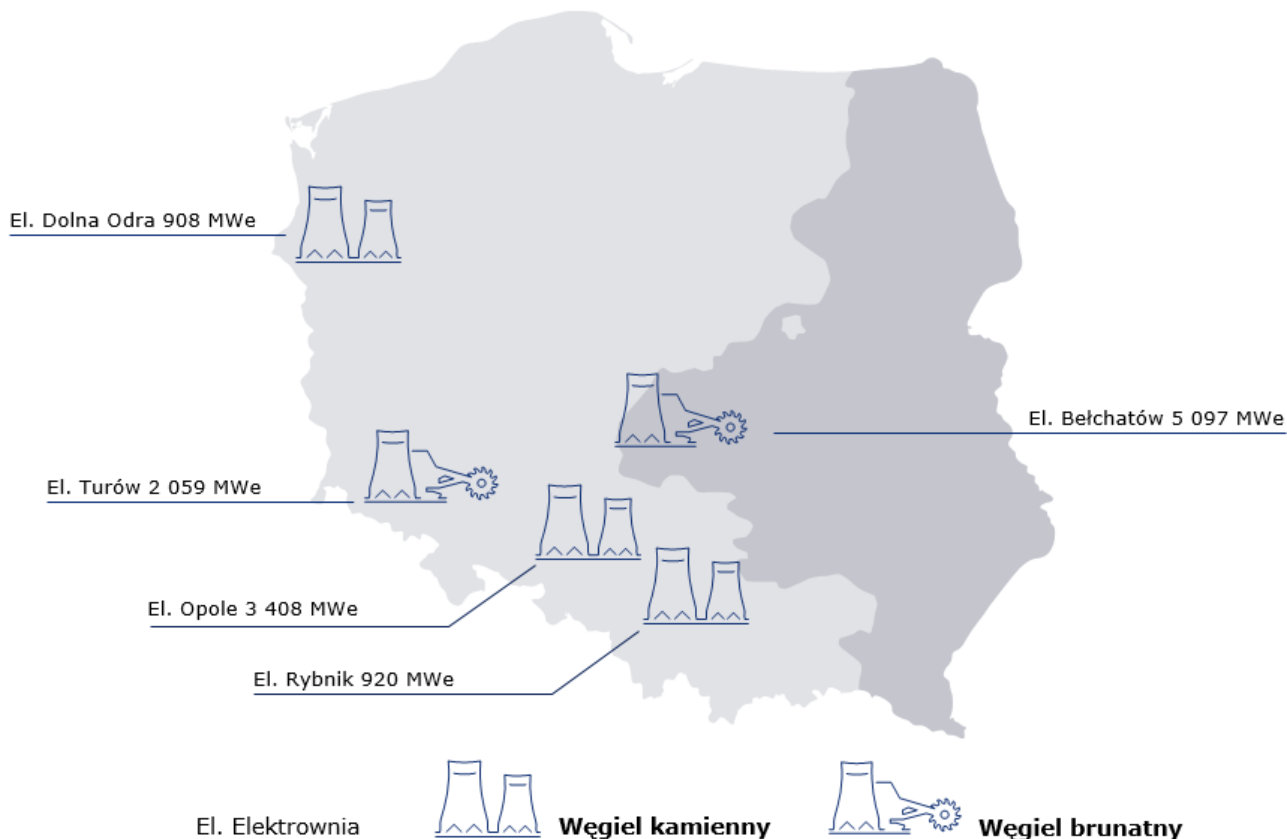


Tabela: Produkcja energii (TWh).

Główne typy paliwa	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Węgiel kamienny	6,29	6,61	-5%
Węgiel brunatny	14,99	14,82	1%
Biomasa	0,02	0,00	-
Razem	21,30	21,43	-1%

Tabela: Produkcja ciepła (PJ).

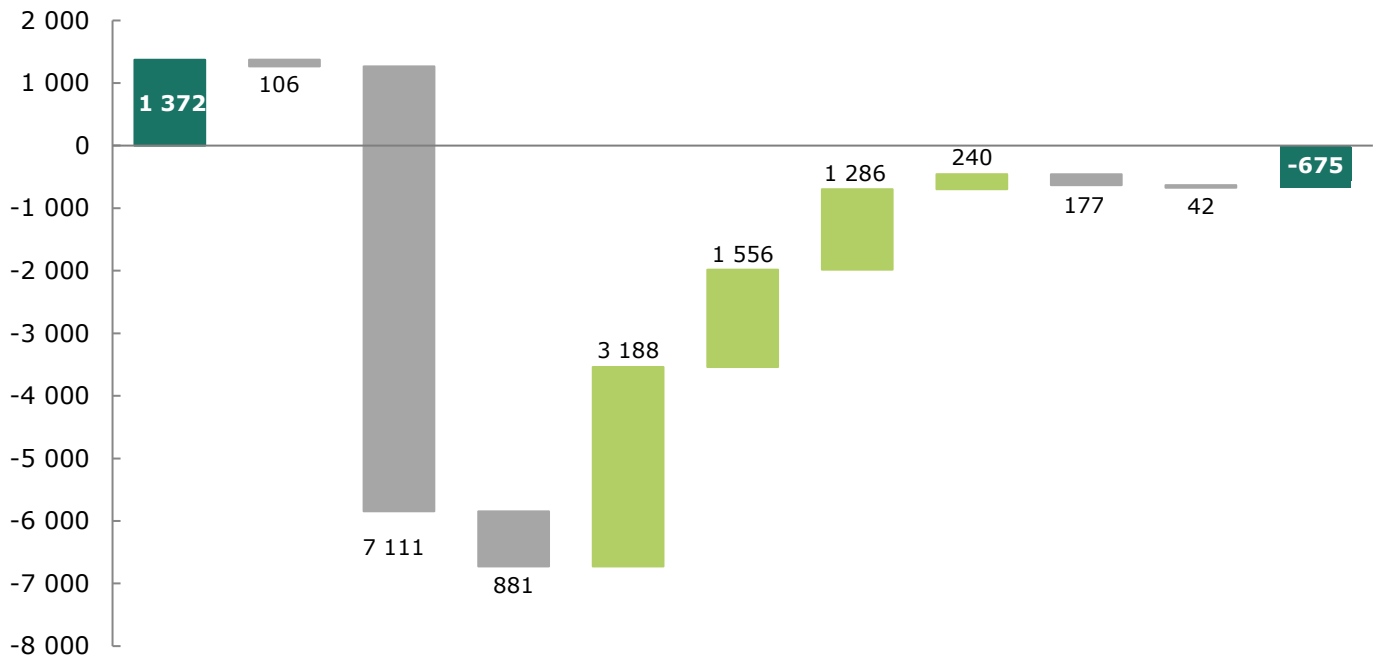
Główne typy paliwa	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Węgiel kamienny	1,29	1,40	-8%
Węgiel brunatny	0,35	0,36	-3%
Razem	1,64	1,76	-7%

¹¹ Wyliczenia własne w oparciu o dane GUS.

¹² Wyliczenia własne w oparciu o dane PSE S.A.

KLUCZOWE WIELKOŚCI FINANSOWE W SEGMENTCIE

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



	EBITDA I pół. 2023	Produkcja e.e. ilość ¹	Produkcja e.e. cena ¹	Przychody RUS i Rynek Mocy	Odpis na Fundusz WRC	Koszty paliw	Koszty CO ₂	Koszty ZHZW ²	Koszty osobowe ³	Pozostałe ⁴	EBITDA I pół. 2024
Odchylenie		-106	-7 111	-881	3 188	1 556	1 286	240	-177	-42	
EBITDA raportowana I pół. 2023	1 013										
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2023	-359										
EBITDA powtarzalna I pół. 2023	1 372	19 549		2 309	3 186	3 454	10 405	712	1 685	1 044	
EBITDA powtarzalna I pół. 2024		12 332		1 428	-2	1 898	9 119	472	1 862	1 086	-675
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2024											403
EBITDA raportowana I pół. 2024											-272

¹ Ujęcie zarządcze.

² ZHZW – Umowa o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi.

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

⁴ Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy rekultywacyjnej (zdarzenie jednorazowe).

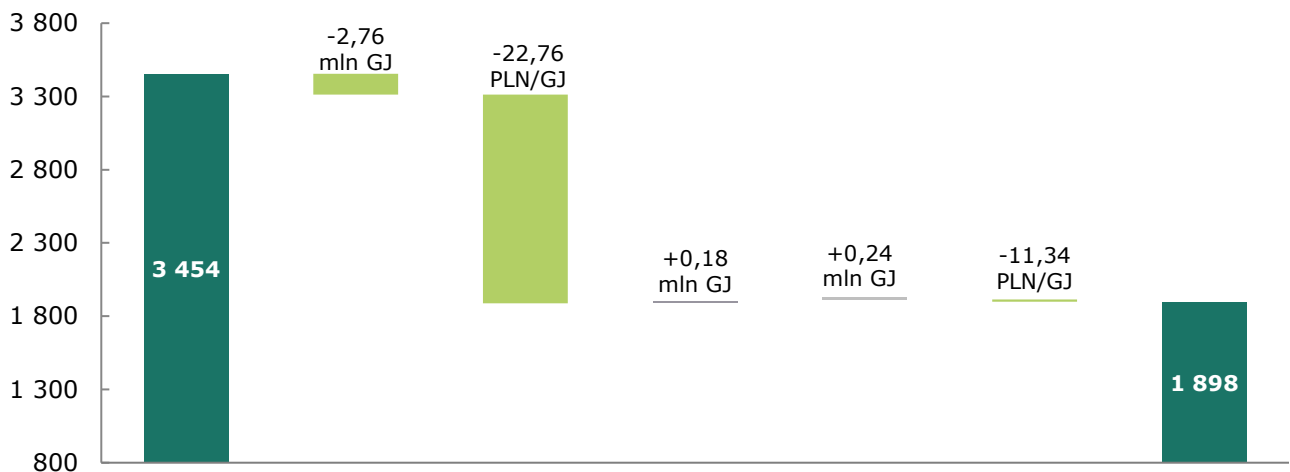
Tabela: Dane dotyczące zdarzeń jednorazowych w segmencie Energetyka Konwencjonalna (mln PLN).

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	389	-334	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	14	-25	-
Razem	403	-359	-

Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu Energetyka Konwencjonalna r/r:

- **Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**, który wynika z: niższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 342 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o ok. 7 111 mln PLN; niższego wolumenu sprzedaży o 0,1 TWh, co wpłynęło na pomniejszenie przychodów o ok. 106 mln PLN.
- **Niższe przychody z RUS**, głównie w efekcie wysokiej bazy 2023 roku, tj. przychody z rozliczeń z OSP z tytułu realokacji produkcji energii elektrycznej pomiędzy oddziałami PGE GiEK S.A. w ramach Rynku Bilansującego oraz **niższy wynik uzyskany z Rynku Mocy** na skutek niższego wolumenu Obowiązku Mocowego skompensowanego wzrostem średniej ceny oraz na skutek niższego udziału jednostek PGE GiEK S.A. w sumie mocy dyspozycyjnych GK PGE.
- **Brak odpisu** na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny, który występował w 2023 roku.
- **Niższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego na skutek niższej ceny o 22,8 PLN/GJ oraz niższego zużycia tego paliwa z powodu niższej produkcji energii elektrycznej. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższe koszty CO₂** spowodowane niższym średnim kosztem CO₂ o 50,4 PLN/t oraz niższym poziomem emisji CO₂ na skutek niższej produkcji energii elektrycznej. Główne odchylenia zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższe koszty ZHZW** głównie w związku z niższą, średnią ceną energii elektrycznej.
- **Wyższe koszty osobowe** głównie w związku z realizacją porozumień zawartych ze stroną społeczną.

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

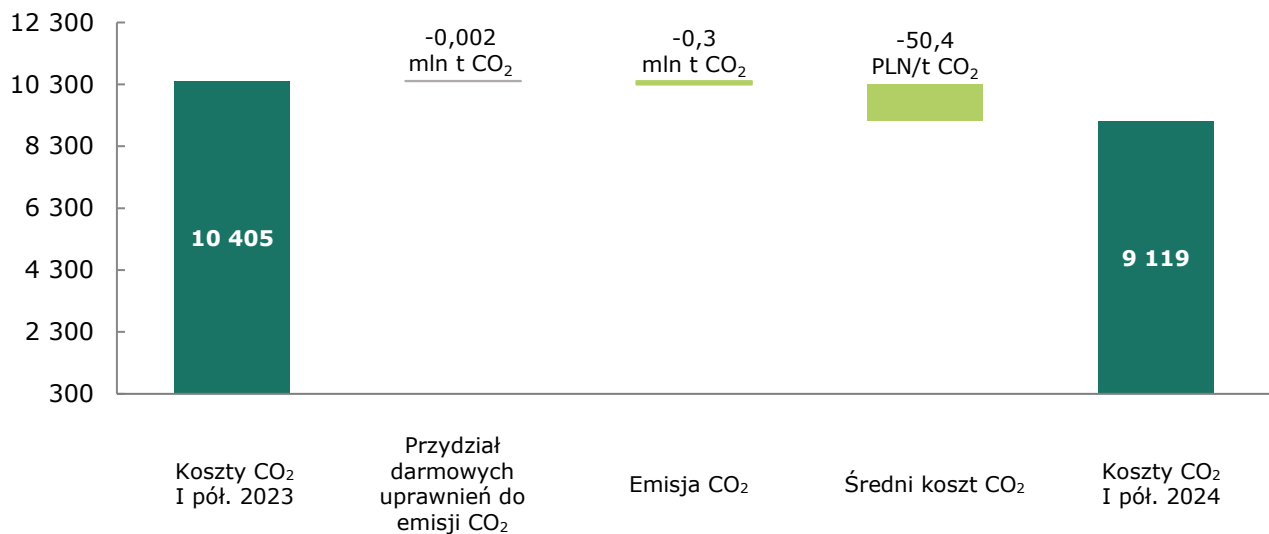


	Koszty paliw I pół. 2023	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Biomasa Ilość i cena	Olej opałowy lekki i ciężki ilość	Olej opałowy lekki i ciężki cena	Koszty paliw I pół. 2024
Odchylenie		-142	-1 425	8	18	-15	
Koszty paliw I pół. 2023	3 454	3 363	0	0	91		
Koszty paliw I pół. 2024		1 796	8	8	94		1 898

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

Rodzaj paliwa	I półrocze 2024		I półrocze 2023	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	2 807	1 796	2 931	3 363
Biomasa	11	8	0	0
Olej opałowy lekki i ciężki	35	94	29	91
Razem		1 898		3 454

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



Odchylenie	1	-111	-1 176
Koszty CO ₂ I pół. 2023	10 405		
Koszty CO ₂ I pół. 2024			9 119

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO₂ w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

Dane dot. CO ₂	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂ (tony)	29 877	31 379	-5%
Emisja CO ₂ (tony)	23 357 593	23 609 209	-1%
Średni koszt CO ₂ (PLN/t)	390,9	441,3	-11%

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna

mln PLN	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	370	394	-6%
▪ Rozwojowe	4	6	-33%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	366	388	-6 %
Pozostałe	30	37	-19%
Razem	400	431	-7%

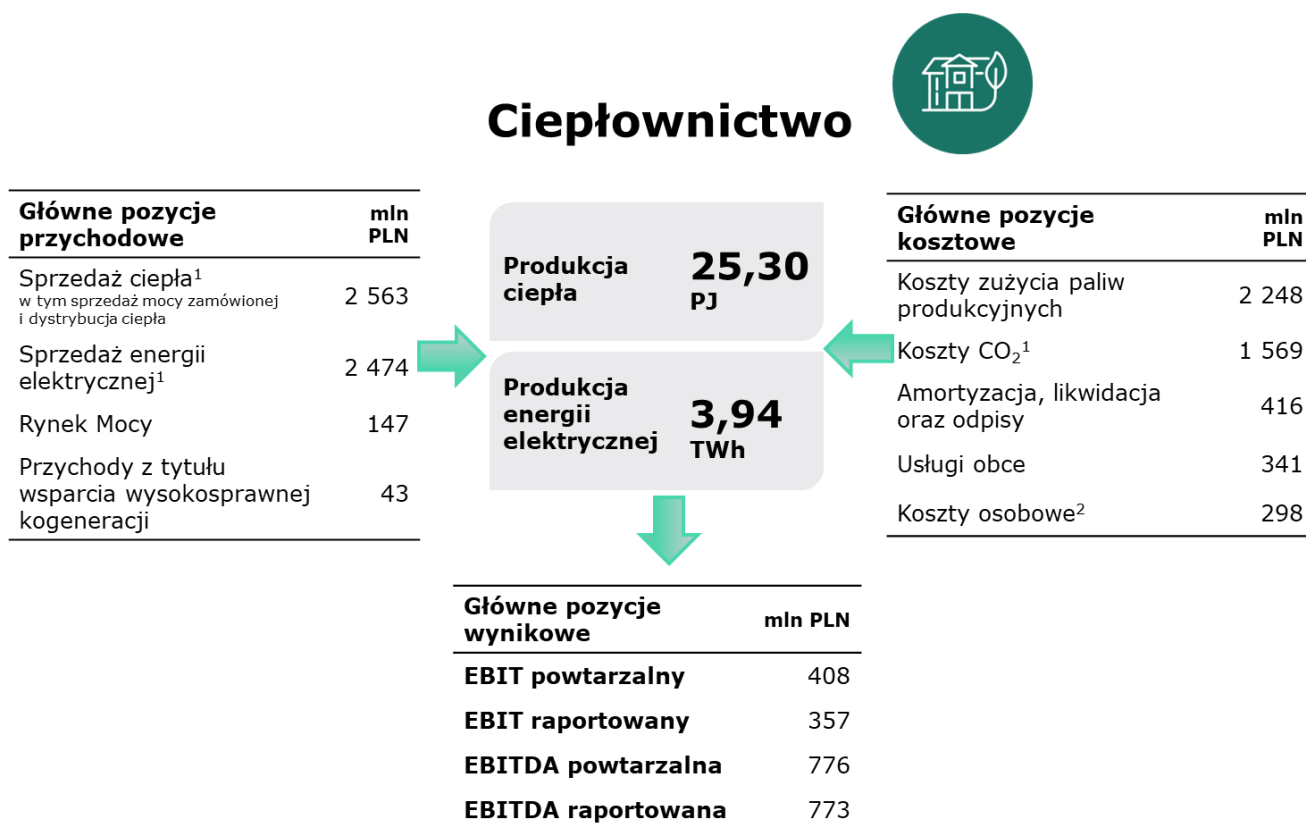
KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA KONWENCJONALNA

- W ramach **Zabudowy Stacji Rozruchowej w Elektrowni Dolna Odra** 17 stycznia 2024 roku odebrano Etap nr 8, tj. „Wykonanie prac montażowych instalacji pomocniczych”, a 27 marca 2024 roku Etap nr 9 i 10, tj. „Wykonanie prac montażowych w branży elektrycznej i Aparatury Kontrolno-Pomiarowej i Automatyki (AKPIA), sterowania” oraz „Pozostałe prace montażowe”. Dodatkowo podpisano dwa Aneksy (nr 3 i 4) dot. zmian: zakresu prac dodatkowych, terminu zakończenia realizacji z 13 lutego 2024 roku na 6 kwietnia 2024 roku i wartości umowy do finalnej kwoty 40 mln PLN. 17 kwietnia 2024 roku został zakończony ruch regulacyjny oraz pomiary parametrów gwarantowanych, natomiast w maju 2024 roku przeprowadzono z wynikiem pozytywnym test odstawienia wszystkich bloków i ponownego ich uruchomienia z wytwornicy. 27 czerwca 2024 roku uzyskano zaktualizowane Pozwolenie Zintegrowane, które uprawomocniło się w lipcu 2024 roku. 7 sierpnia 2024 roku Komisja Odbiorowa odebrała inwestycję i stacja rozruchowa została przekazana do eksploatacji. Aktualnie trwają procedury administracyjne w celu uzyskania koncesji na wytwarzanie ciepła.

- W styczniu 2024 roku w ramach zadania **Budowa Wytwornicy Pary w Elektrowni Rybnik** przeprowadzono z wynikiem pozytywnym hydrostatyczną próbę szczelności zbiornika ZOM1, a 28 lutego 2024 roku próbę ciśnieniową rurociągów pary. Dodatkowo w lutym 2024 roku podpisano Aneks nr 1 do umowy ze spółką Energopomiar sp. z o.o. na pomiary gwarancyjne. 29 marca 2024 roku podpisano Protokół Przejęcia Obsługi i Protokół Przekazania do Eksploatacji z wykazem usterek nielimitujących. W kwietniu 2024 roku uprawomocniło się nowe Pozwolenie Zintegrowane z emitерem w postaci wytwornicy. W maju 2024 roku zrealizowano wymagane próby odbiorowe, a następnie dokonano rejestracji urządzeń w Urzędzie Dozoru Technicznego. 12 lipca 2024 roku uzyskano pozwolenie na użytkowanie i podpisano Protokół Przekazania do Eksploatacji.
- 19 lutego 2024 roku do kancelarii prawnej reprezentującej PGE GiEK S.A. wpłynęło z sądu pismo przedłużające wstrzymanie nadania dalszego biegu i ponownie zobowiązujące Zamawiającego do przedstawienia do 14 maja 2024 roku informacji dotyczącej efektów prowadzonych mediacji pomiędzy PGE GiEK S.A. i Wykonawcami **bloku nr 7 w Elektrowni Turów**. 30 kwietnia 2024 roku kancelaria, w imieniu PGE GiEK S.A. złożyła w Sądzie Okręgowym w Łodzi pismo wnoszące o dalsze wstrzymanie nadawania biegu sprawie do 14 sierpnia 2024 roku.
Powyższe wynikało ze złożenia w sądzie 24 października 2023 roku pozwu przeciwko Wykonawcy, związanego z możliwością skorzystania z Gwarancji Należytego Wykonania lub wypłatą odszkodowania w wysokości 200 mln PLN, wynikającego z podejmowania nieprawidłowych i niewystarczających działań w celu usuwania głównych wad w okresie gwarancji, w szczególności związanych z: wymianą młynów węglowych, podwyższoną emisją CO₂ oraz erozją podgrzewaczy spalinowych wody.
Zatwierdzona przez Zarząd PGE GiEK S.A. propozycja ugodowa została przekazana 15 maja 2024 roku mediatorom z Sądu Polubownego przy Prokuraturii Generalnej RP.
Zamawiający odrzucił złożoną propozycję negocjacyjną Wykonawcy, który zobowiązał się do przedstawienia nowej oferty zawierającej m.in. zakres prac, które Wykonawca zobowiąże się wykonać na własny koszt, celem usunięcia wad bloku.
21 czerwca 2024 roku Zamawiający dostarczył do banku żądania zapłaty kwot wynikających z Gwarancji Należytego Wykonania oraz Gwarancji Zwrotu Zaliczki, po czym płatności na rzecz Elektrowni Turów zostały zrealizowane.

4.3.5 Segment działalności - Ciepłownictwo

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



¹ W ujęciu zarządczym.

² Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe.

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

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

Produkcja ciepła i energii elektrycznej bezpośrednio związana jest z kluczowymi kosztami zmiennymi segmentu – **kosztem zużycia paliw produkcyjnych** (przede wszystkim węgla kamiennego i gazu ziemnego) oraz **kosztem opłat za emisję CO₂**.

Wytwarzanie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest dodatkowo wynagradzane. Elektrociepłownie uzyskują wsparcie na poziomie pokrywającym zwiększone koszty operacyjne produkcji. Mechanizm wsparcia w postaci certyfikatów funkcjonuje także dla źródeł wytwórczych opalanych biomasą. Ten rodzaj produkcji jest dodatkowo wynagradzany poprzez przyznawanie świadectw pochodzenia w postaci

tw. 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 w 2023 roku wytwórcy energii elektrycznej byli zobowiązani do dokonywania **odpisu na Fundusz WRC**.

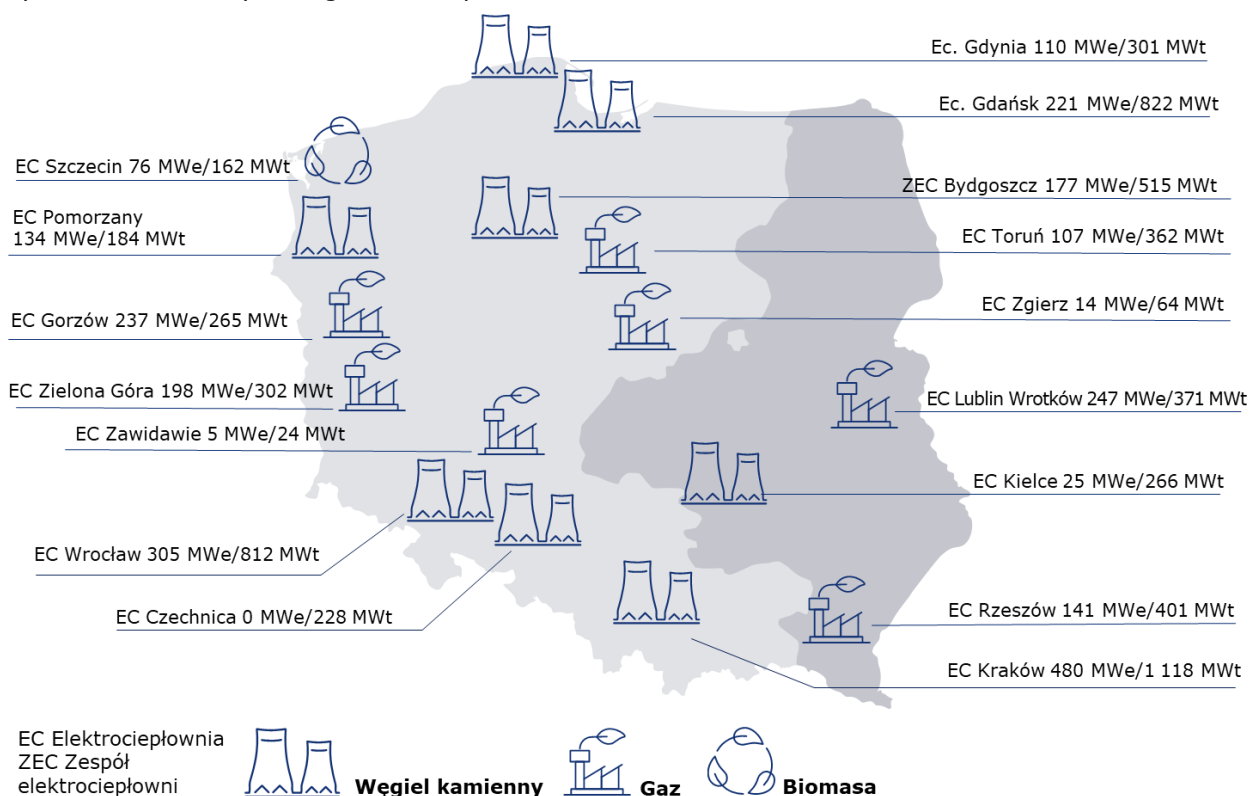
AKTYWA

W skład segmentu wchodzi spółki: PGE Energia Ciepła S.A., KOGENERACJA S.A., EC Zielona Góra S.A., PGE Toruń S.A., MEGAZEC sp. z o.o. 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.

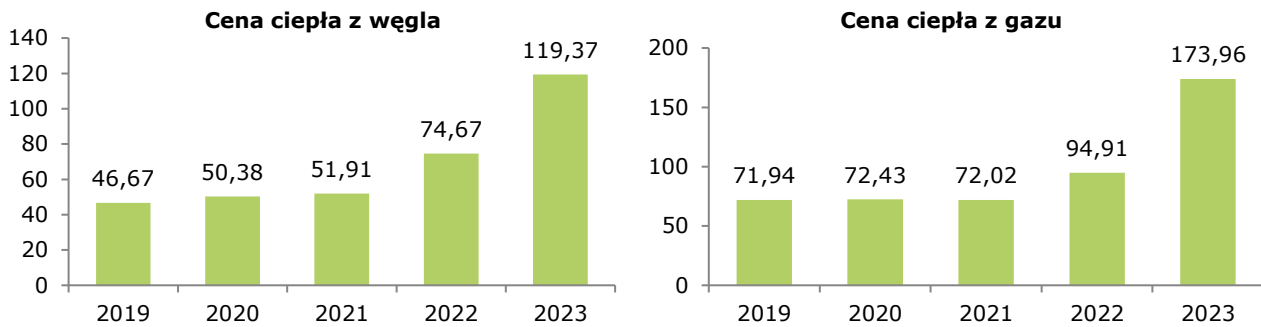
Wykres: Główne aktywa segmentu Ciepłownictwo i ich moc zainstalowana.



TARYFY W SEGMENTCIE CIEPŁOWNICTWO

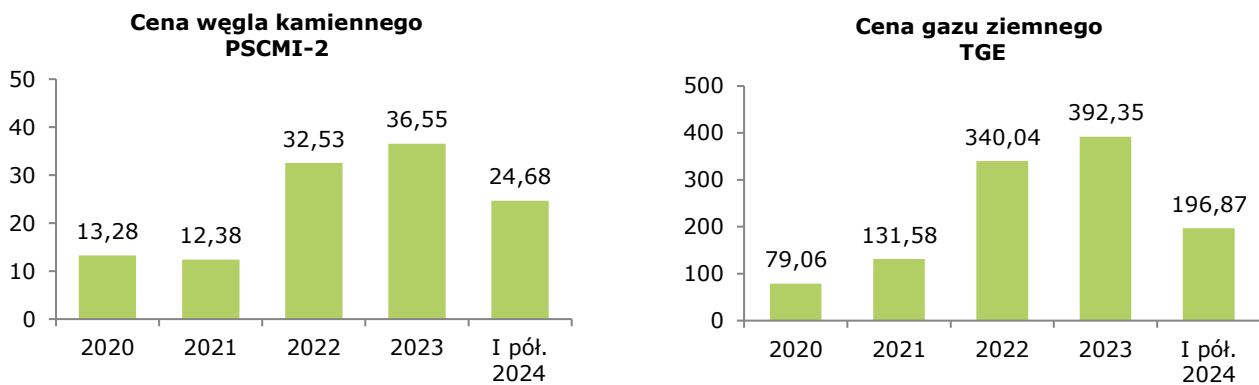
W związku z tym, że przychody ze sprzedaży ciepła dla elektrociepłowni są taryfowane w ramach tzw. metody uproszczonej, cechuje je względne opóźnienie w przenoszeniu kosztów (roczne lub dwuletnie). Bazują one bowiem na dynamice r/r średnich kosztów (uwzględniającej wykorzystywane paliwa) ponoszonych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

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



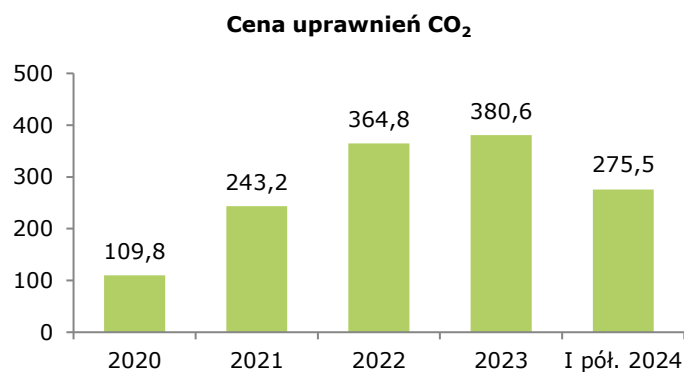
Źródło: URE.

Wykresy: Zmiany kosztów paliw – węgla kamiennego (PLN/GJ) – PSCMI-2¹³ i gazu (PLN/MWh) - TGE.



Źródło: ARP, TGE.

Wykres: Zmiana kosztów uprawnień do emisji CO₂¹⁴ (PLN/t).



Źródło: ICE.

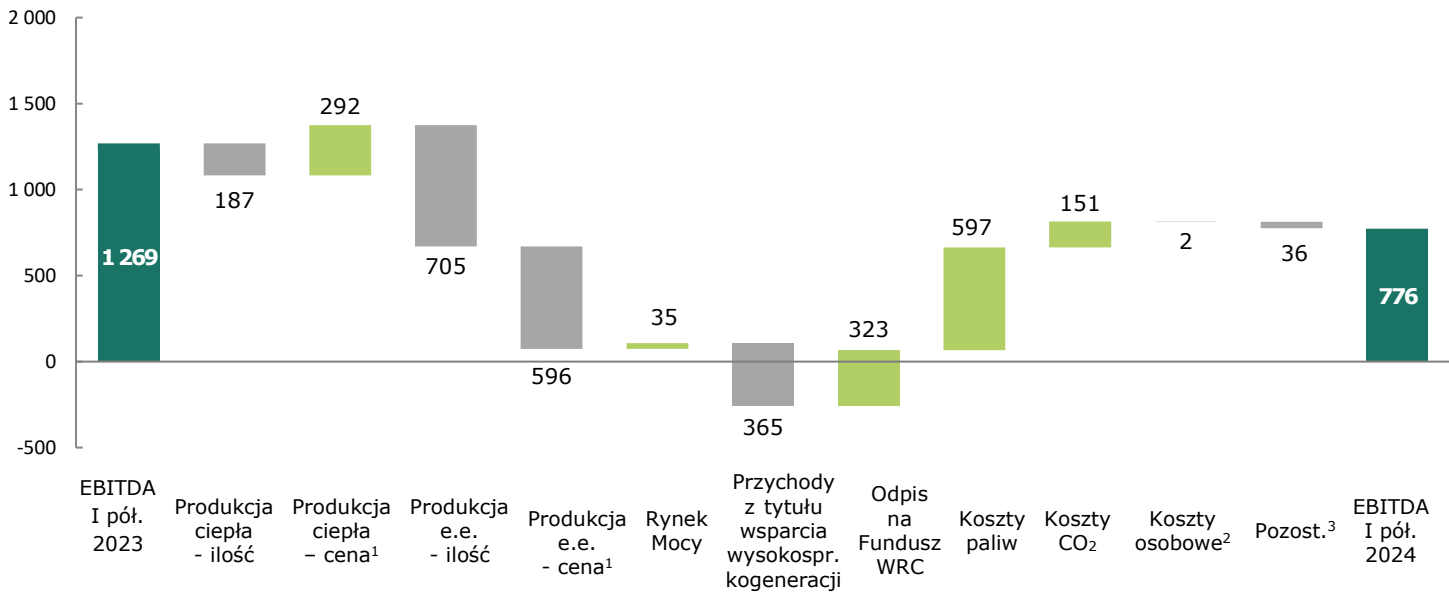
Referencyjna cena ciepła z węgla, odzwierciedlając wcześniejsze zwiększenie kosztów, wzrosła w 2023 roku o 60%. Jest to baza dla wzrostu cen ciepła dla jednostek kogeneracji ustalających taryfę w trakcie 2024 roku. W 2024 roku odnotowano natomiast średni rynkowy spadek ceny węgla o 32%, z kolei średnia cena uprawnień do emisji CO₂ spadła o 28% w stosunku do 2023 roku.

Taryfy dla produkcji ciepła z gazu w 2024 roku ustalane są na bazie zmiany ceny referencyjnej, przy czym w 2024 roku obserwowane są niższe ceny gazu niż we wcześniejszych okresach. Ceny gazu w kontraktach terminowych na TGE kształtowały się na poziomie ok. 197 PLN/MWh (tj. spadek o 50%).

¹³ PSCMI-2 Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen miałów energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku ciepła.

¹⁴ Średnia arytmetyczna z notowań dziennych i miesięcznych w danym okresie (cena spot).

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



Opis	EBITDA I pół. 2023	Produkcja ciepła - ilość	Produkcja ciepła - cena ¹	Produkcja e.e. - ilość	Produkcja e.e. - cena ¹	Rynek Mocy	Przychody z tytułu wsparcia wysokopr. kogeneracji	Odpis na Fundusz WRC	Koszty paliw	Koszty CO ₂	Koszty osobowe ²	Pozost. ³	EBITDA I pół. 2024
Odchylenie		-187	292	-705	-596	35	-365	323	597	151	-2	-36	
EBITDA raportowana I pół. 2023	1 228												
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2023	-41												
EBITDA powtarzalna I pół. 2023	1 269	2 458		3 775		112	408	307	2 845	1 720	296	316	
EBITDA powtarzalna I pół. 2024		2 563		2 474		147	43	-16	2 248	1 569	298	352	776
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2024													-3
EBITDA raportowana I pół. 2024													773

¹ Wartość skorygowana o koszty umorzenia praw majątkowych.

² Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenia jednorazowe).

³ Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rekompensat KDT oraz rezerwy rekultywacyjnej (zdarzenia jednorazowe).

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

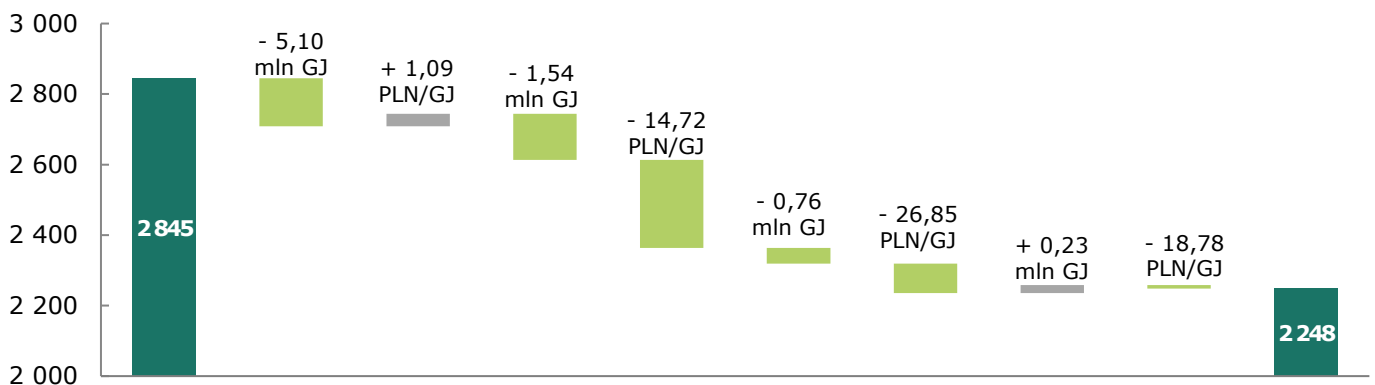
Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	3	-8	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	1	-2	-
Rekompensaty KDT	-7	-31	-77%
Razem	-3	-41	-93%

Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu Ciepłownictwo r/r:

- **Niższy wolumen produkcji ciepła netto** w I półroczu 2024 roku r/r jest efektem wyższych temperatur zewnętrznych w porównaniu do analogicznego okresu 2023 roku. Średnie temperatury były wyższe o ok. 1,0°C r/r, co przełożyło się na niższą o 2,1 PJ produkcję ciepła.
- **Wzrost cen sprzedaży ciepła** jest wynikiem wzrostu taryf na ciepło dla elektrociepłowni w II połowie 2023 roku, jako pochodnych opublikowania przez URE cen referencyjnych na wytwarzanie ciepła w jednostkach niebędących jednostkami kogeneracji.
- **Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**, który wynika z: niższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 151 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o ok. 596 mln PLN; niższego wolumenu sprzedaży o 0,9 TWh, co wpłynęło na pomniejszenie przychodów o ok. 705 mln PLN.

- **Wyższe przychody z tyt. Rynku Mocy**, ze względu na wyższy wolumen mocy dyspozycyjnej.
- **Niższe przychody z tyt. wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji**, ze względu na przyznanie niższej premii kogeneracyjnej indywidualnej dla jednostek zasilanych gazem.
- **Brak odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny**, który występował w 2023 roku. W 2024 roku nastąpiło końcowe rozliczenie odpisu.
- **Niższe koszty zużycia paliw**, które spowodowane są niższą ceną gazu ziemnego. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższe koszty CO₂**, które są głównie skutkiem niższego wolumenu emisji CO₂. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższy poziom kosztów osobowych** głównie w związku z realizacją porozumień zawartych ze stroną społeczną.

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

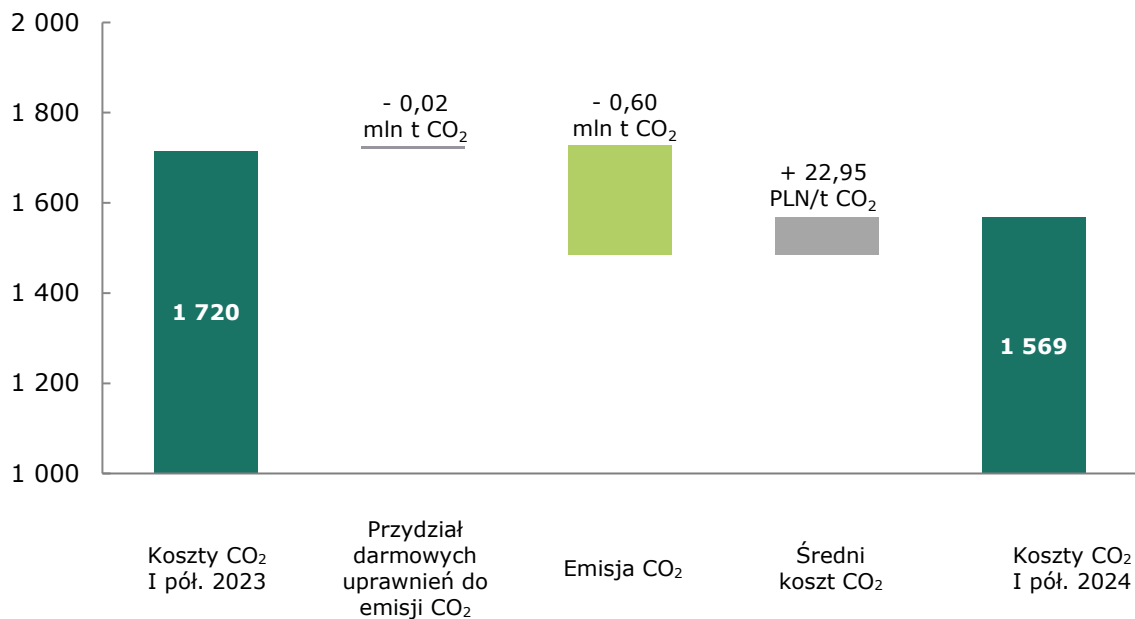


	Koszty I pół. 2023	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Gaz ilość	Gaz cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy oraz pozostałe surowce ilość	Olej opałowy oraz pozostałe surowce cena	Koszty I pół. 2024
Odchylenie		-136	35	-131	-249	-45	-83	22	-10	
Koszty paliw I pół. 2023	2 845	994		1 578		229		44		
Koszty paliw I pół. 2024		893		1 198		101		56		2 248

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	I półrocze 2024		I półrocze 2023	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 436	893	1 691	994
Gaz (tys. m ³)	561 200	1 198	612 357	1 578
Biomasa	359	101	428	229
Olej opałowy oraz pozostałe surowce	-	56	-	44
Razem		2 248		2 845

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



Odchylenie

6

-242

85

Koszty CO₂
I pół. 2023

1 720

Koszty CO₂
I pół. 2024

1 569

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO₂ w segmencie Ciepłownictwo.

Dane dot. CO ₂	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂ (tony)	320 232	335 742	-5%
Emisja CO ₂ (tony)	3 981 597	4 578 966	-13%
Średni koszt CO ₂ (PLN/t) ¹	428,40	405,45	6%

¹Ujęcie zarządcze.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Ciepłownictwo.

mIn PLN	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	609	570	7%
▪ Rozwojowe	478	482	-1%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	131	88	49%
Pozostałe	4	24	-83%
Razem	613	594	3%

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. Kotłownia wodna, która została przekazana do eksploatacji 16 listopada 2023 roku, pracuje na potrzeby ciepłownicze Siechnic i Wrocławia. W zakresie bloku w I półroczu 2024 roku głównym frontem robót montażowych było kablowanie instalacji elektrycznych i AKPiA. Ponadto kontynuowano odbiory instalacji, na których prowadzony jest rozruch zimny. Kontraktowy termin zakończenia inwestycji to II kwartał 2024 roku, ale w tym zakresie prowadzone są obecnie mediacje w Sądzie Polubownym przy Prokuraturii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej.

- W **EC w Gorzowie Wielkopolskim, Lublinie i Rzeszowie** kontynuowano budowę **kotłowni rezerwowo-szczytowych (KRS)** o łącznej mocy 430 MWt. W lutym 2024 roku w EC Gorzów zakończono etap rozruchów, natomiast 15 marca 2024 roku kotłownia gazowo-parowa o łącznej mocy 62 MWt została przekazana do eksploatacji. Kotłownia w EC Rzeszów składająca się z sześciu kotłów gazowych o łącznej mocy 186 MWt została przekazana do eksploatacji 30 kwietnia 2024 roku. W EC Lublin trwa realizacja kotłowni składającej się z 4 kotłów gazowych i 5 kotłów gazowo-olejowych o łącznej mocy 182 MWt. Zakończyły się prace montażowe, projekt jest na etapie prac rozruchowych.
- W **EC Rzeszów** trwa budowa drugiej nitki **Instalacji Termicznego Przetwarzania Odpadów z Odzyskiem Energii (ITPOE)** o wydajności 80 tys. ton odpadów rocznie. W I półroczu 2024 roku realizowane były prace montażowe w zakresie głównych urządzeń i instalacji pomocniczych, w tym m.in. zamontowano turbozespół oraz komin. Oddanie do eksploatacji planowane jest na I kwartał 2025 roku.
- W **EC Bydgoszcz (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 półroczu 2024 roku dostarczone zostały wszystkie jednostki wytwórcze, w tym m.in. agregaty kogeneracyjne oraz kontynuowano prace budowlane związane z halą silników. Przekazanie do eksploatacji planowane na I kwartał 2025 roku.
- W **EC Kielce** w I półroczu 2024 roku przeprowadzono rozruch i ruch regulacyjny układu kogeneracyjnego w oparciu o turbinę gazową o mocy 7,32 MWe i 12,42 MWt z kotłem odzysknicowym. W sierpniu 2024 roku przekazano instalację do eksploatacji.
- W ramach **Programu budowy elektrowni fotowoltaicznych** z przeznaczeniem pokrycia w części potrzeb własnych w wybranych lokalizacjach PGE Energia Ciepła S.A. trwa faza realizacji. Program obejmuje budowę instalacji PV o łącznej mocy ok. 13 MW i prowadzony jest w 8 lokalizacjach. W I półroczu 2024 roku w fazie realizacji znajdowały się projekty: PV Rzeszów I i II, PV Kielce, PV Zgierz oraz PV Lublin o łącznej mocy ok. 4 MW. Równolegle trwa pozyskiwanie wymaganych decyzji administracyjnych oraz prowadzenie postępowań przetargowych na wybór Generalnych Wykonawców dla pozostałych lokalizacji.
- W **EC Gdynia** trwają prace projektowe w zakresie budowy nowych źródeł wytwórczych - silników gazowych o mocy do 50 MWe i kotła biomasowego o mocy 30 MWt. Rozpoczęcie prac budowlanych zaplanowane jest na IV kwartał 2024 roku (zakres silników) i I kwartał 2025 roku (zakres kotła biomasowego).

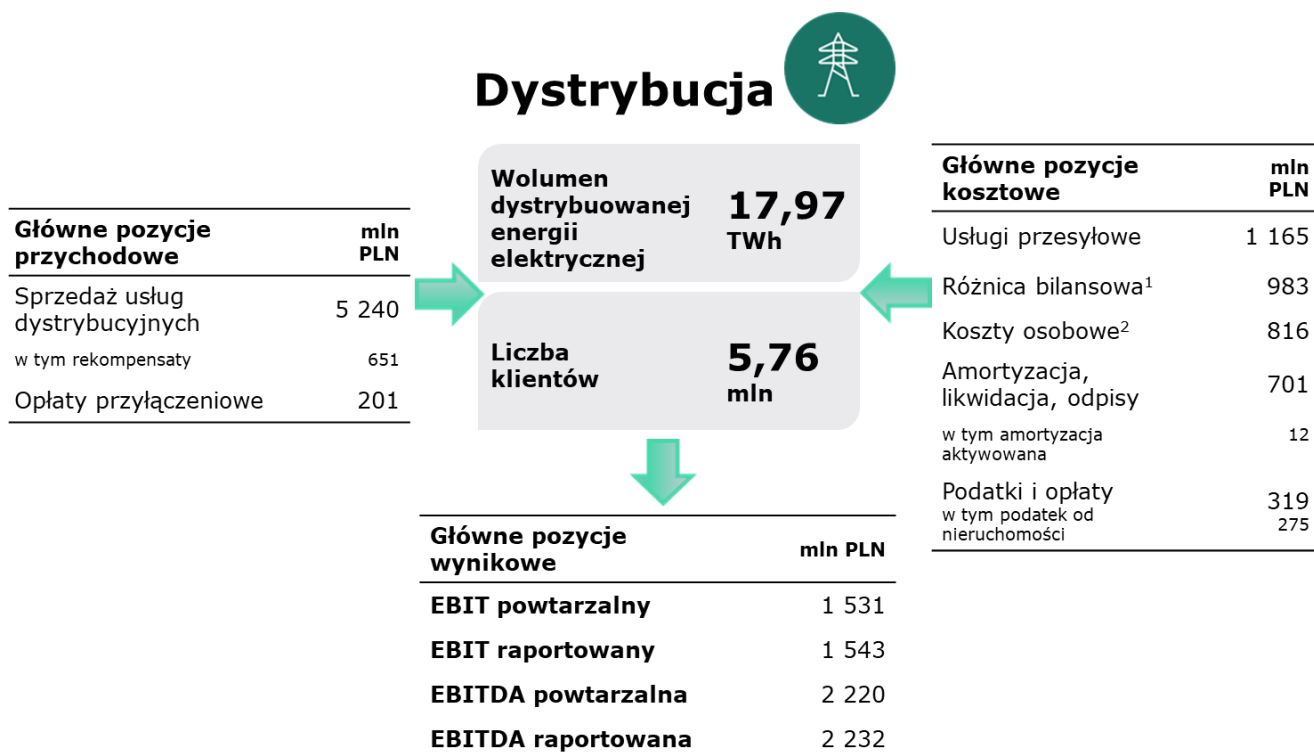
KLUCZOWY PROJEKT W SEGMENTIE CIEPŁOWNICTWO

Cel projektu	Budżet ¹	Nakłady suma ¹	Nakłady w I półroczu 2024 roku ¹	Paliwo/ sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa Nowej EC Czechnica	1,2 mld PLN	ok. 1 mld PLN	64 mln PLN	Gaz ziemny/ Kogeneracja 85%	Konsorcjum firm: Polimex Mostostal S.A. (Lider) / Polimex Energetyka sp. z o.o.	Termin kontraktowy: II kwartał 2024 roku (trwają mediacje)

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

4.3.6 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.



¹ W ujęciu zarządczym.

² Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe.

Przychody segmentu oparte są przede wszystkim o taryfę dla usług dystrybucji energii elektrycznej zatwierdzaną co roku przez Prezesa URE na wniosek spółki, co oznacza, iż mają charakter regulowany. W taryfie uwzględnione są uzasadnione koszty operacyjne związane z działalnością operatora systemu dystrybucyjnego, koszty amortyzacji, koszty podatków od majątku dystrybucyjnego, koszty związane z koniecznością pokrycia strat sieciowych przy dystrybucji energii elektrycznej oraz zakupu usług przesyłowych od Operatora Systemu Przesyłowego. Równocześnie taryfa uwzględnia **koszty przenoszone**, takie jak opłata OZE, opłata przejściowa, opłata kogeneracyjna oraz opłata mocowa.

Kluczowym elementem kształtującym wynik segmentu dystrybucji jest uzasadnione **wynagrodzenie za zainwestowany przez spółkę kapitał**. W tym celu wyznaczana jest tzw. Wartość Regulacyjna Aktywów (WRA), kalkulowana w oparciu o realizowane inwestycje z uwzględnieniem amortyzacji majątku. WRA jest podstawą do obliczenia zwrotu z zaangażowanego kapitału, przy wykorzystaniu średnioważonego kosztu kapitału (WACC), który jest wyznaczany przez Prezesa URE w procesie taryfowym. W kompetencjach Prezesa URE leży możliwość różnicowania wynagrodzenia z zaangażowanego kapitału, uwzględniającego hierarchizację celów rozwojowych OSD, wobec czego priorytetowe projekty inwestycyjne mogą być wynagradzane z wykorzystaniem mechanizmu dodatkowej premii za reinwestowanie. Ponadto wysokość zwrotu z kapitału uzależniona jest od wykonania indywidualnych celów regulacji jakościowej wyznaczonych przez Prezesa URE na lata 2018-2025 dla wskaźników efektywności obejmujących: czas trwania przerw, częstość przerw oraz czas realizacji przyłączenia.

W ramach rządowej Tarczy Solidarnościowej w 2022 roku przyjęty został pakiet ustaw, mający na celu ochronę konsumentów, w tym w zakresie cen usług dystrybucji energii elektrycznej. Zgodnie z jej założeniami dla części uprawnionych odbiorców, w ramach określonych limitów, ceny usług dystrybucji energii elektrycznej w 2023 roku zostały zamrożone na poziomie cen z 2022 roku, co obowiązywało do końca czerwca 2024 roku. W wyniku wejścia w życie Ustawy o bonie energetycznym od 1 lipca 2024 roku ceny usług dystrybucji energii elektrycznej zostały odmrożone, wskutek czego obowiązują stawki z taryfy bieżącej. Operatorom OSD przysługują rekompensata pokrywająca stosowanie obniżonych cen dla usług dystrybucji. Rekompensatę stanowi różnica między wysokością opłat naliczonych za usługi dystrybucji energii elektrycznej, wynikających ze stawek opłat taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2023 rok, a wysokością opłat naliczonych za usługi dystrybucji energii elektrycznej wynikających ze stawek opłat taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2022 rok do maksymalnego limitu. Podmiotem odpowiedzialnym za wypłatę rekompensat jest Zarządca Rozliczeń S.A. W wyniku wejścia w życie Ustawy o bonie energetycznym od 1 lipca 2024 roku

nastąpiło również przesunięcie terminu rozliczenia rekompensat za 2023 rok z 30 czerwca 2024 roku na 31 października 2024 roku.

OBSZAR, WOLUMENY, KLIENCI

PGE Dystrybucja S.A. działa na obszarze¹⁵ 129 938 km² i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,8 mln odbiorców.

Wykres: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.



Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh)

Taryfy	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Grupa taryfowa A	2,53	2,45	3%
Grupa taryfowa B	7,01	6,90	2%
Grupa taryfowa C+R	3,15	3,16	0%
Grupa taryfowa G	5,28	5,31	-1%
Razem	17,97	17,82	1%

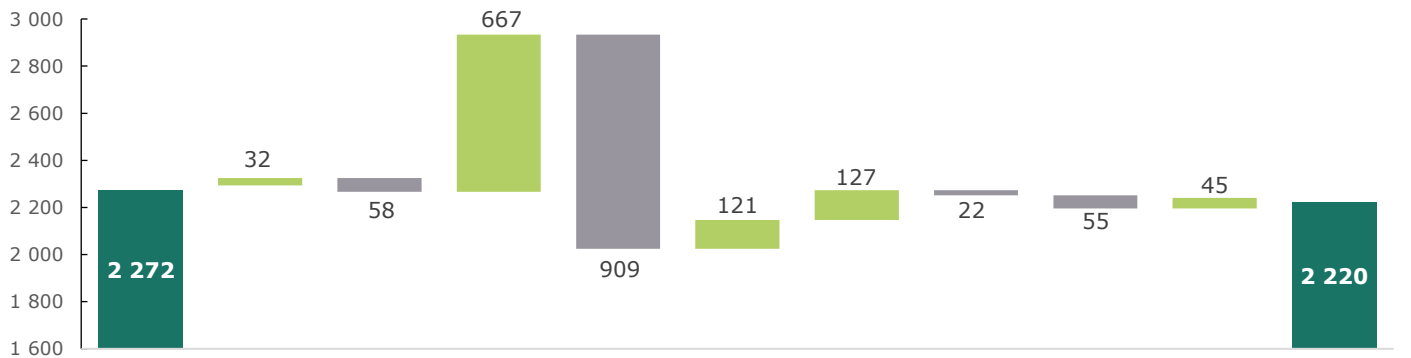
Tabela: Liczba klientów wg punktów poboru energii (szt.).

Taryfy	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Grupa taryfowa A	157	140	12%
Grupa taryfowa B	14 357	13 718	5%
Grupa taryfowa C+R	475 047	475 967	0%
Grupa taryfowa G	5 270 420	5 202 166	1%
Razem	5 759 981	5 691 991	1%

¹⁵Obszar gmin, na których działa PGE Dystrybucja S.A.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I pół. 2023	Wolumen dystryb. e.e.	Zmiana taryfy dystryb. ¹	Koszt różnicy bilansowej ²	Doszacow. kosztów różnicy bilansowej ³	Przychody z opłaty przył.	Pozostałe przychody z usług dystryb.	Podatek od nieruchomości.	Koszty osobowe ⁴	Pozostałe	EBITDA I pół. 2024
Odchylenie		32	-58	667	-909	121	127	-22	-55	45	
EBITDA raportowana I pół. 2023	2 251										
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2023	-21										
EBITDA powtarzalna I pół. 2023	2 272	3 793		1 245	-504	80	180	253	761	-26	
EBITDA powtarzalna I pół. 2024		3 767		578	405	201	307	275	816	19	2 220
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2024											12
EBITDA raportowana I pół. 2024											2 232

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 neutralna dla wyniku GK PGE.

⁴ Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe).

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

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Zmiana rezerwy aktuarialnej	12	-21	-
Razem	12	-21	-

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

- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej** o 0,15 TWh, wynikający głównie z większego zapotrzebowania na energię elektryczną w gospodarstwach domowych oraz u odbiorców na wysokim i średnim napięciu. Dodatkowo nastąpił wzrost liczby odbiorców wg punktu poboru energii o 68,0 tys., głównie w taryfie gospodarstw domowych (+68,3 tys.) skompensowane spadkiem w taryfie małych przedsiębiorstw i gospodarstw rolnych (-1,0 tys.).
- **Spadek stawek w Taryfie 2024** uwzględniający przepisy Ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2024 roku, średnio o 3,23 PLN/MWh w porównaniu do taryfy obowiązującej w ubiegłym roku.
- **Niższe koszty zakupu energii elektrycznej** na pokrycie różnicy bilansowej głównie spowodowane znaczącym spadkiem cen energii elektrycznej.

- **Negatywny wpływ pozycji doszacowanie kosztów różnicy bilansowej** w wyniku zmiany cen energii elektrycznej. Doszacowanie ma neutralny wpływ na wyniki GK PGE.
- **Wzrost przychodów z opłaty przyłączeniowej** w wyniku realizacji dużych projektów przyłączeniowych oraz wcześniejszego zakończenia prac inwestycyjnych.
- **Wzrost pozostałych przychodów** z usług dystrybucyjnych głównie wynikający z opłat za energię bierną.
- **Wzrost podatku od nieruchomości** wynikający z wyższych stawek podatkowych oraz wzrostu wartości budowli w efekcie realizacji inwestycji i rozbudowy sieci elektroenergetycznej.
- **Wzrost kosztów osobowych** głównie w związku z realizacją porozumień zawartych ze stroną społeczną.
- **Zmiana w pozycji pozostałe** wynikająca głównie ze wzrostu kosztów aktywowanych, częściowo skompensowanych wyższymi kosztami remontowo-eksploatacyjnymi.

NAKLĄDY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja.

mIn PLN	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1 909	1 848	3%
▪ Rozwojowe	889	798	11%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	1 020	1 050	-3%
Pozostałe	0	1	-100%
Razem	1 909	1 849	3%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE DYSTRYBUCJA

▪ **Przyłączanie nowych odbiorców**

Realizowano Program przyłączenia odbiorców (PNO) do sieci dystrybucyjnej, w ramach którego w I półroczu 2024 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 806 mln PLN.

▪ **Program LTE450**

Celem Programu jest budowa nowoczesnej sieci łączności specjalnej w technologii LTE450 na potrzeby świadczenia usług m.in. łączności krytycznej, sterowania infrastrukturą energetyczną oraz zdalnego odczytu dla PGE Dystrybucja S.A. Zadanie w ramach GK PGE realizuje spółka PGE Systemy S.A.

W I półroczu 2024 roku zgodnie z harmonogramami umownymi prowadzone były prace wdrożeniowe w głównych strumieniach Programu obejmujących kolejne komponenty sieci rdzeniowej CORE, sieci radiowej RAN. Zakończono prace instalacyjne w Centrach Przetwarzania. Zainstalowano warstwę aplikacyjną i rozpoczęto opracowywanie scenariuszy testowych. W kolejnym projekcie związanym z częścią teletransmisyjną zainstalowano urządzenia sieciowe i kontynuowano prace wdrożeniowe zgodnie z harmonogramem z umowy.

Jednocześnie kontynuowano modernizację obiektów własnych (pierwszy etap wież telekomunikacyjnych wymaganych do posadowienia elementów radiowych systemu RAN) i odebrano przeważającą część modernizowanych obiektów. Zakończono przetarg na etap drugi (z trzech zaplanowanych).

Opublikowano końcowy wybór Zamawiającego w dwóch przetargach publicznych w zakresie zakupu Systemów Zasilania oraz na dzierżawę powierzchni na wieżach operatorów komercyjnych, mających stanowić uzupełnienie szkieletu budowanej sieci LTE450.

Zaktualizowano dokumenty będące wsadem do wniosku Krajowego Planu Odbudowy w zakresie współfinansowania wdrożenia LTE450.

Uruchomienie usługi LTE450 planowane jest w IV kwartale 2024 roku a pełne pokrycie zasięgiem obszaru działania PGE Dystrybucja S.A. do końca 2025 roku.

▪ **Program Kablowania**

Grupa PGE w I półroczu 2024 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 224 mln PLN.

Od początku uruchomienia Programu w 2019 roku zrealizowano 4 406 km linii kablowych SN, co stanowi 25% sieci 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 półroczu 2024 roku realizowane były zadania o wartości 316 mln PLN, mające na celu:

- dostawy liczników dla odbiorców końcowych przyłączanych do sieci nN i na stacje SN/nN,
- modernizacje stacji SN/nN w zakresie zapewnienia możliwości montażu bilansujących liczników zdalnego odczytu,
- montaż liczników u odbiorców i na stacjach,
- wyłonienie dostawców liczników zdalnego odczytu dla odbiorców końcowych na lata 2024 – 2025.

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

▪ **Wdrożenie centralnych systemów CRM i Billing (Program NCB)**

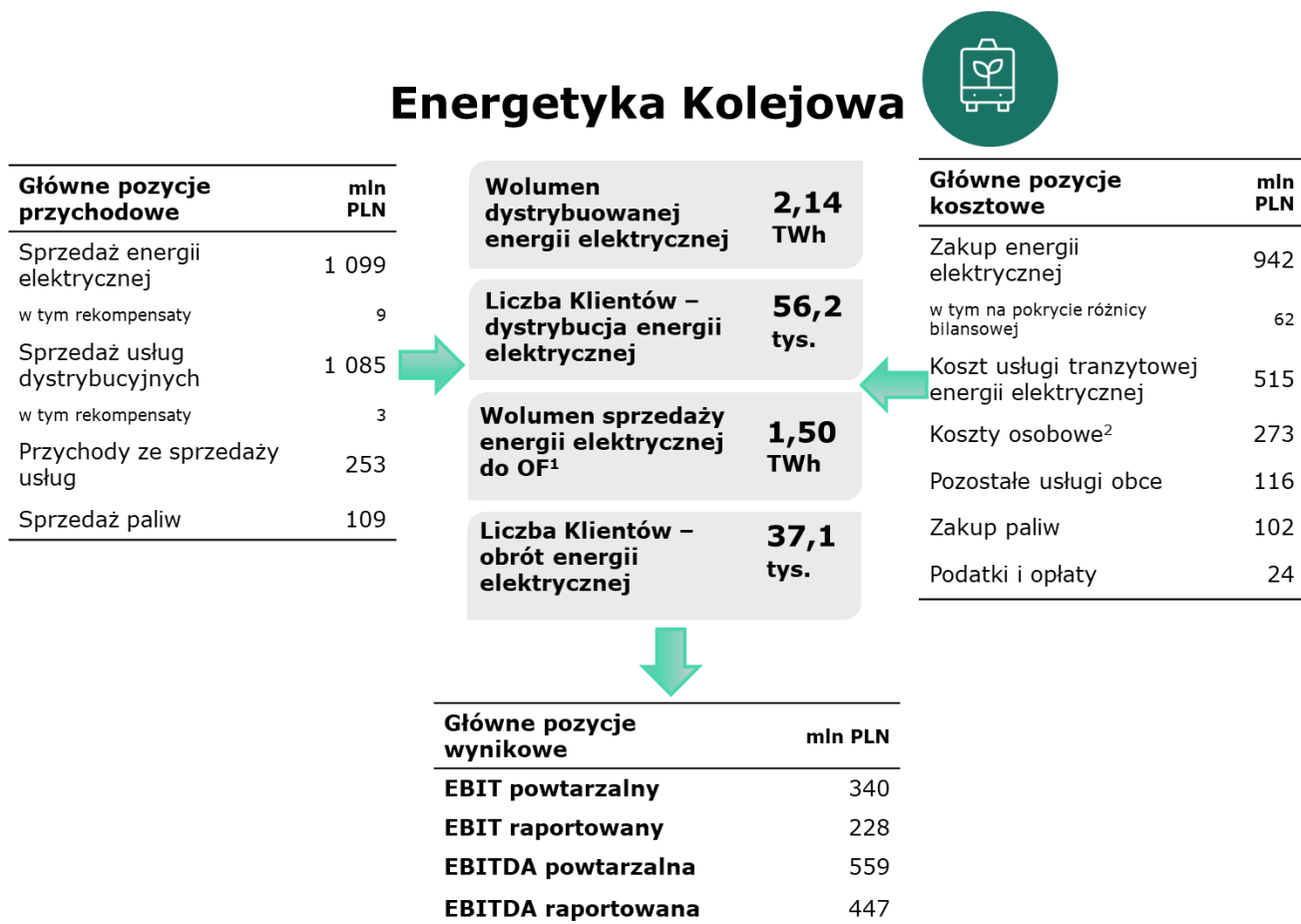
Celem Programu NCB jest wdrożenie kompleksowego, centralnego rozwiązania informatycznego wspierającego kluczowe procesy biznesowe w Grupie Kapitałowej PGE, realizowane przez PGE Obrót S.A. i PGE Dystrybucja S.A., składającego się z 2 systemów billingowych – odrębnych dla każdej ze spółek oraz systemu CRM dla PGE Obrót S.A. Program w ramach GK PGE realizowany jest przez spółkę PGE Systemy S.A.

W I półroczu 2024 roku kontynuowane były prace wdrożeniowe etapu pilotażowego obejmującego swym zakresem wybrane lokalne systemy billingowe. Równolegle w ramach dedykowanych projektów towarzyszących wchodzących w skład Programu realizowane były prace mające na celu niezbędne integracje nowego rozwiązania z innymi komponentami środowiska IT w Grupie PGE. W strumieniu dedykowanym dostosowaniu środowiska IT GK PGE do wymogów Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE) zakończono fazę analizy wdrożeniowej dla modułu komunikacyjnego. Jednocześnie sukcesywnie były przygotowywane i weryfikowane dane do zasilania inicjalnego.

Zgodnie z aktualnymi aneksami do umowy wykonawczej start systemu w ramach etapu pilotażowego planowany jest na III kwartał 2024 roku, a zakończenie całego Programu planowane jest w 2025 roku.

4.3.7 Segment działalności – Energetyka Kolejowa

Segment Energetyka Kolejowa obejmuje działalność prowadzoną przez Grupę PGE przede wszystkim w obszarze dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej do przewoźników kolejowych oraz klientów skupionych wokół linii kolejowych, sprzedaży paliw oraz utrzymania i modernizacji sieci trakcyjnej wraz z pozostałymi usługami elektroenergetycznymi.



¹OF – Odbiorcy Finalni.

²Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe.

Jednym z podstawowych źródeł przychodów w segmencie Energetyka Kolejowa są przychody **ze sprzedaży energii elektrycznej**. Pochodzą one z dostaw energii do przewoźników kolejowych oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej segmentu. Przewoźnicy kolejowi obsługiwani są dodatkowo w zakresie sprzedaży paliw.

Kolejnym ważnym źródłem **przychodów są przychody z dystrybucji energii elektrycznej**. Podobnie jak w segmencie Dystrybucja, przychody te mają charakter regulowany i oparte są na taryfie zatwierdzonej przez URE. Co do zasady zapewniają przeniesienie uzasadnionych kosztów oraz zwrot z zainwestowanego kapitału w sieć dystrybucyjną. Działalność Energetyki Kolejowej jako operatora sieci dystrybucyjnej ograniczona jest do terenów wokół linii kolejowych na obszarze całego kraju.

Najistotniejsze pozycje kosztowe segmentu stanowią koszty zakupu usług dystrybucyjnych, koszty zakupu energii elektrycznej oraz paliw do odsprzedaży.

W zakresie działalności segmentu Energetyka Kolejowa są prace związane z utrzymaniem sieci trakcyjnej i wykonywanie lokalnych robót modernizacyjnych sieci trakcyjnej. Realizowane są także usługi dotyczące elektroenergetyki nietrakcyjnej, jak np. utrzymanie urządzeń, a także budowa i utrzymanie systemów sterowania ruchem kolejowym. Najbardziej znaczącymi kosztami przy tym rodzaju działalności są **koszty osobowe**.

Dodatkowo na podstawie przepisów Ustawy z dnia 7 grudnia 2023 roku o zmianie ustaw w celu wsparcia odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła został przedłużony do 30 czerwca 2024 roku system rekompensat dla spółek obrotu z tytułu stosowania cen maksymalnych oraz upustów. Dodatkowo w wyniku Ustawy z dnia 23 maja 2024 roku o bonie energetycznym oraz o zmianie innych ustaw, od 1 lipca 2024 roku wprowadzono maksymalne ceny dla gospodarstw domowych, MŚP i samorządów.

WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

Główną część aktywów segmentu stanowi majątek związany z dystrybucją energii elektrycznej, będący w posiadaniu spółki PGE Energetyka Kolejowa S.A. W jego skład wchodzi m.in. 543 podstacji trakcyjnych zasilających linie kolejowe w całym kraju. Łączna długość sieci spółki wynosi 18,4 tys. kilometrów. Do sieci tej jest podłączonych około 56 tys. odbiorców.

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

Taryfy	I półrocze 2024	I półrocze 2023 ¹	Zmiana %
Grupa taryfowa B	1,42	0,68	109%
Grupa taryfowa C+R	0,06	0,03	100%
Grupa taryfowa G	0,02	0,01	100%
Razem	1,50	0,72	108%

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

Taryfy	I półrocze 2024	I półrocze 2023 ¹	Zmiana %
Grupa taryfowa B	293	310	-5%
Grupa taryfowa C+R	7 324	8 071	-9%
Grupa taryfowa G	29 441	27 309	8%
Razem	37 058	35 690	4%

Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh).

Taryfy	I półrocze 2024	I półrocze 2023 ¹	Zmiana %
Grupa taryfowa B	1,81	0,87	108%
Grupa taryfowa C+R	0,30	0,12	150%
Grupa taryfowa G	0,03	0,01	200%
Razem	2,14	1,00	114%

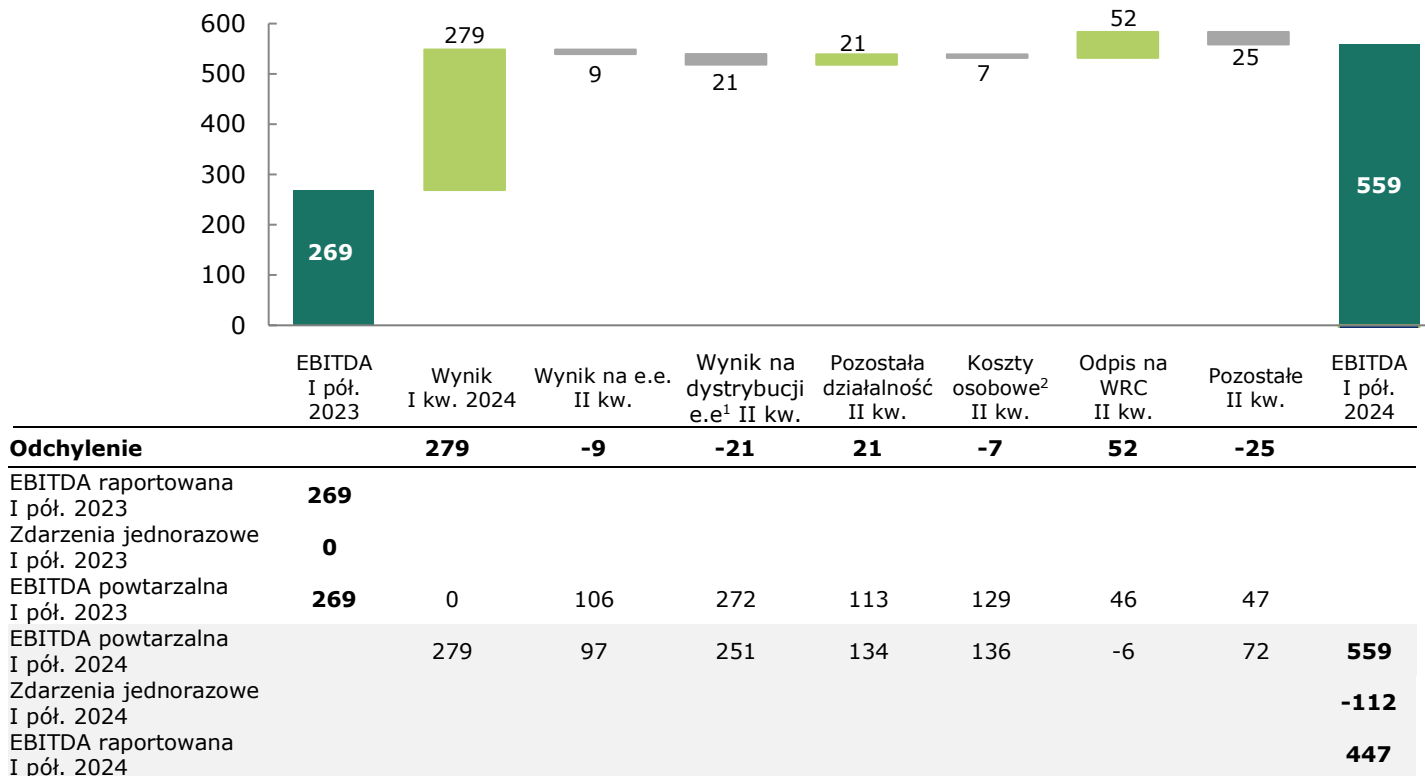
Tabela: Liczba klientów dystrybucji energii elektrycznej wg punktów poboru energii (szt.).

Taryfy	I półrocze 2024	I półrocze 2023 ¹	Zmiana %
Grupa taryfowa B	663	629	5%
Grupa taryfowa C+R	25 775	25 825	0%
Grupa taryfowa G	29 734	27 561	8%
Razem	56 172	54 015	4%

¹ Dane za okres od 3 kwietnia do 30 czerwca 2023 roku.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Wykres: Kluczowe czynniki budowy wyniku EBITDA w segmencie Energetyka Kolejowa w ujęciu zarządczym (mln PLN).



¹ Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A., z uwzględnieniem przychodów z tytułu rekompensat, przychodów z tytułu przyłączeń, wznowienia dostaw oraz skorygowane o koszt różnicy bilansowej.

² Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe.

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

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Utworzenie odpisów aktualizujących należności PKP Cargo S.A.	-114	0	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	2	0	-
Razem	-112	0	-

Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu Energetyka Kolejowa r/r:

- **Wynik I kwartału 2024 roku** w kwocie 279 mln PLN wyodrębniony w związku z brakiem porównywalnych danych w 2023 roku (przejęcie od 3 kwietnia 2023 roku), jest efektem 263 mln PLN wyniku na dystrybucji energii elektrycznej, 127 mln PLN na pozostałej działalności dotyczącej usług trakcyjnych, elektroenergetycznych i sprzedaży paliw oraz 103 mln PLN marży na sprzedaży energii elektrycznej skompensowany kosztami osobowymi w kwocie 137 mln PLN, kosztami usług obcych na poziomie 53 mln PLN związanych głównie z realizacją umów utrzymaniowych sieci trakcyjnej i kontraktacji kolejowej oraz pozostałych kosztów na poziomie 24 mln PLN.
- **Niższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej** w II kwartale 2024 roku w związku z niższym wolumenem sprzedaży oraz niższą marżą na sprzedaży produktów do klientów trakcji.
- **Niższy wynik na dystrybucji** w II kwartale roku jest głównie efektem spadku przychodów z opłat przyłączeniowych skompensowany częściowo niższym kosztem zakupu energii na straty w związku ze spadkiem cen energii elektrycznej.
- **Wyższy wynik w zakresie pozostałej działalności** w II kwartale dotyczy głównie działalności w zakresie usług trakcyjnych w związku z waloryzacją umów z kontrahentami.

- **Wyższe koszty osobowe** w II kwartale roku głównie w związku z realizacją porozumień zawartych ze stroną społeczną.
- **Brak odpisu** na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny, który występował w 2023 roku.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** w II kwartale roku głównie w związku z wyższym kosztem zużycia materiałów oraz obciążeniami wewnątrz GK PGE.

NAKLADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Kolejowa

mln PLN	I półrocze 2024	I półrocze 2023 ¹	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	199	351	-43%
▪ Rozwojowe	180	323	-44%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	19	28	-32%
Razem	199	351	-43%

¹Dane za okres od 3 kwietnia do 30 czerwca 2023 roku.

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE

▪ **Program Modernizacji Układów Zasilania (MUZa)**

Kontynuowano realizację Programu MUZa, który realizowany jest na bazie „Porozumienia w sprawie zasad przyłączenia do sieci dystrybucyjnej”, zawartego z PKP Polskie Linie Kolejowe S.A (PKP PLK), a jego celami są:

- umożliwienie zwiększenia przepustowości linii kolejowych (zwiększenie ruchu pociągów),
- wprowadzenie lokomotyw o większych mocach (rzędu 6 MW) pozwalających zwiększyć prędkość do 200 km/h,
- elektryfikacja linii kolejowych,
- zmniejszenie awaryjności sieci i urządzeń dystrybucyjnych oraz poprawa parametrów jakościowych energii elektrycznej,
- spełnienie wymogów zasilania według standardów określonych Technicznymi Specyfikacjami Interoperacyjności (TSI) podsystemu „Energia” – uzyskanie zezwolenie Prezesa Urzędu Transportu Kolejowego (UTK).

Po stronie segmentu Energetyka Kolejowa program polega na modernizacji i budowie podstacji trakcyjnych zgodnie z zawartymi z PKP PLK umowami przyłączeniowymi. W I półroczu 2024 roku poniesione nakłady wyniosły 105 mln PLN. Od początku uruchomienia Programu w 2012 roku podpisano 296 umów przyłączeniowych, z czego zrealizowano 264.

29 lipca 2024 roku podpisano umowę kredytu terminowego z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym (EBI) w wysokości 1 mld PLN na finansowanie Programu MUZa.

▪ **Przyłączanie nowych odbiorców energii elektrycznej**

Realizowano Program przyłączania nowych odbiorców do sieci dystrybucyjnej, w ramach którego w I półroczu 2024 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 32 mln PLN.

▪ **Projekt ZUBI**

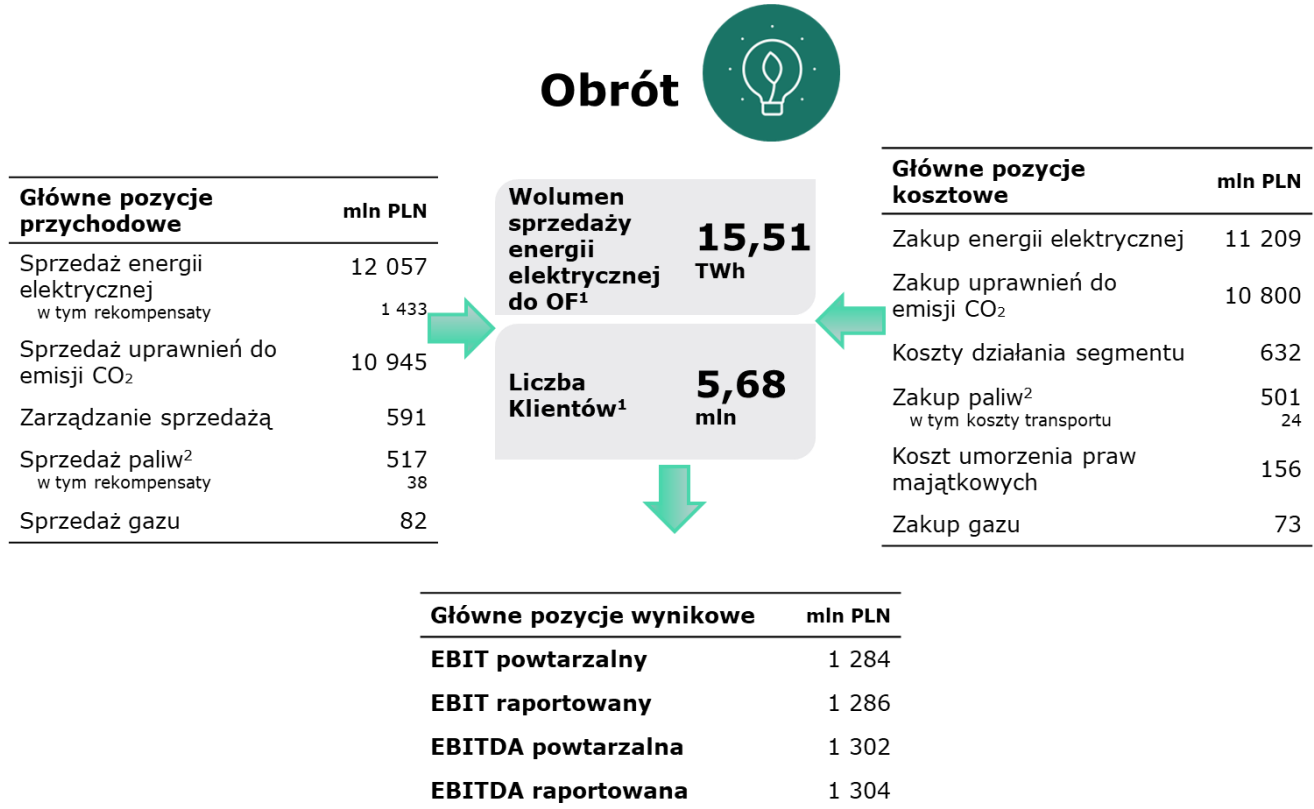
Kontynuowano projekt instalacji bilansujących liczników zdalnego odczytu ZUBI. Realizacja Projektu ma charakter obligatoryjny i wynika z wymagań stawianych OSD przez Ustawodawcę w Ustawie Prawo Energetyczne z 20 maja 2021 roku. Termin realizacji zadania do dnia 31 grudnia 2025 roku. W I półroczu 2024 roku realizowane były zadania mające na celu:

- zakup szaf bilansujących z zainstalowanym licznikiem zdalnego odczytu dla stacji SN/nN,
- zakup przekładników prądowych dla stacji SN/nN,
- zakup usługi montażu szaf bilansujących w stacjach SN/nN,
- montaż 1 254 szaf bilansujących w stacjach SN/nN.

W I półroczu 2024 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 28 mln PLN.

4.3.8 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.

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 prawie 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 z dnia 7 grudnia 2023 roku o zmianie ustaw w celu wsparcia odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła został przedłużony do 30 czerwca 2024 roku system rekompensat dla spółek obrotu z tytułu stosowania cen maksymalnych oraz upustów. Dodatkowo w wyniku Ustawy z dnia 23 maja 2024 roku o bonie energetycznym oraz o zmianie innych ustaw, od 1 lipca 2024 roku wprowadzono maksymalne ceny dla gospodarstw domowych, MŚP i samorządów.

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 Kapitałowej 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 półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Grupa taryfowa A	2,08	3,14	-34%
Grupa taryfowa B	5,59	5,67	-1%
Grupa taryfowa C+R	3,09	3,09	0%
Grupa taryfowa G	4,75	4,80	-1%
Razem	15,51	16,70	-7%

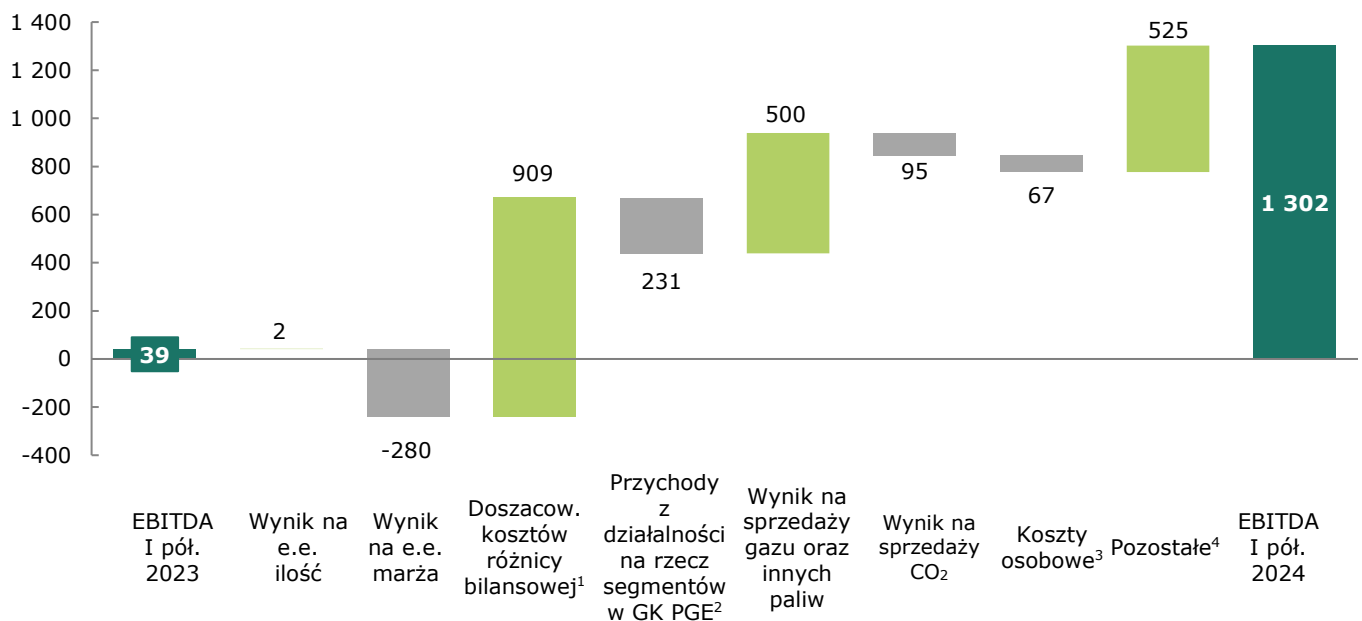
¹ Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

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

Taryfy	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Grupa taryfowa A	149	162	-8%
Grupa taryfowa B	11 112	11 237	-1%
Grupa taryfowa C+R	399 871	420 885	-5%
Grupa taryfowa G	5 267 220	5 201 566	1%
Razem	5 678 352	5 633 850	1%

¹ Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

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



Opis odchylenia	2	-280	909	-231	500	-95	-67	525	
EBITDA raportowana I pół. 2023	117								
Zdarzenie jednorazowe I pół. 2023	78								
EBITDA powtarzalna I pół. 2023	39	493	504	959	-474	240	296	-379	
EBITDA powtarzalna I pół. 2024		215	-405	728	26	145	363	146	1 302
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2024									2
EBITDA raportowana I pół. 2024									1 304

¹ Pozycja neutralna dla wyniku GK PGE.

² Pozycja bez uwzględnienia marży od transakcji CO₂ ze spółkami GK PGE.

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

⁴ Pozycja bez uwzględnienia korekty szacunku odpisu na Fundusz WRC za 2022 rok w spółce PGE Obrót S.A. (zdarzenie jednorazowe).

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

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Korekta szacunku odpisu na Fundusz WRC za 2022 rok w spółce PGE Obrót S.A.	-	81	-
Rezerwa aktuarialna	2	-3	-
Razem	2	78	-97%

Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu Obrót r/r:

- **Niższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej** jest głównie efektem niższej marży na sprzedaży na produktach taryfowych.
- **Pozytywny wpływ pozycji doszacowanie różnicy bilansowej** w wyniku zmiany cen energii elektrycznej. Doszacowanie ma neutralny wpływ na wyniki GK PGE.
- **Spadek przychodów z działalności wewnątrz GK PGE** wynikający ze spadku przychodów z tytułu umowy ZHZW, co jest konsekwencją niższej wartości obrotu energią elektryczną objętej zarządzaniem.
- **Wyższy wynik na sprzedaży gazu oraz innych paliw** to efekt niskiej bazy roku ubiegłego z uwagi na ujęcie odpisu na utratę wartości zapasu węgla grubego oraz korekty wyniku PGE Paliwa sp. z o.o. za 2022 rok.
- **Niższy wynik na sprzedaży CO₂** głównie w efekcie niższego wolumenu sprzedaży uprawnień.
- **Wyższe koszty osobowe** w efekcie zmian organizacyjnych oraz w związku z realizacją porozumień płacowych.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** głównie w efekcie rozwiązania rezerwy na umowy rodzące obciążenia, która dotyczy braku pokrycia części kosztów uzasadnionych prowadzenia działalności w zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfie dla gospodarstw domowych na rok 2024.

4.3.9 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



Główne pozycje przychodowe	mIn PLN				Główne pozycje kosztowe	mIn PLN
Przychody z gospodarczego wykorzystania UPS	140	➔	Wolumen UPS odebrany od dostawców 1 808 tys. Mg	←	Koszty osobowe	70
Przychody z pozostałych usług	73				Usługi obce	43
					Amortyzacja	6
↓						
					Główne pozycje wynikowe	mIn PLN
					EBIT	53
					EBITDA	59

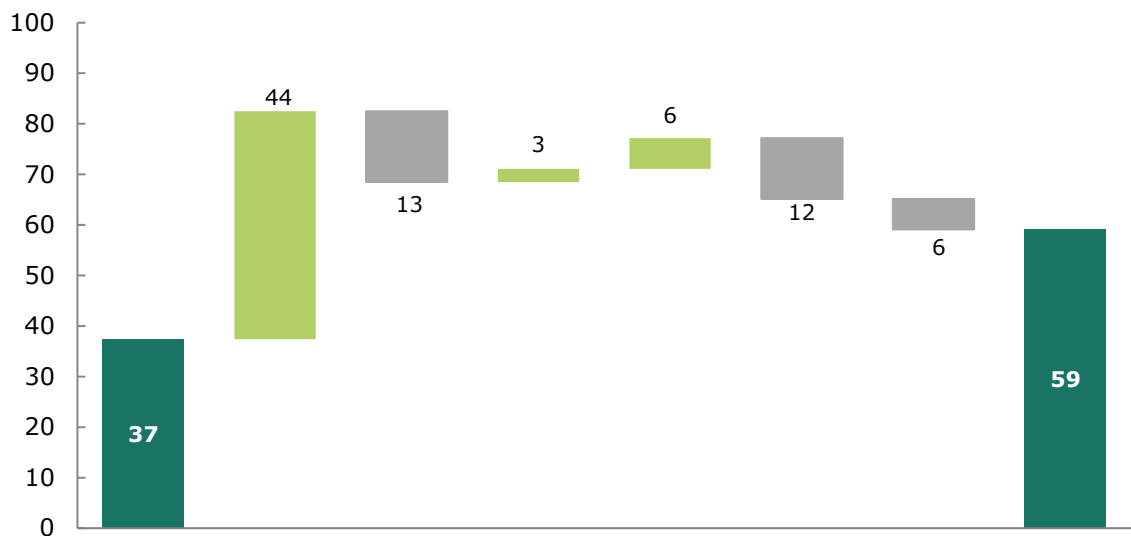
W skład segmentu wchodzi spółki: PGE Ekoserwis S.A. oraz ZOWER sp. z o.o. 2 października 2023 roku nastąpiło przejście przez PGE Ekoserwis S.A. spółki EPORE S.A., która do tego dnia również wchodziła w skład segmentu.

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 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 odpowielania, 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 pół. 2023	Przychody ze sprzedaży UPS	Przychody ze sprzedaży usług	Koszty osobowe	Usługi obce	Wartość sprzedanych towarów i materiałów	Pozostałe	EBITDA I pół. 2024
Odchylenie		44	-13	3	6	-12	-6	
EBITDA I pół. 2023	37	96	86	73	49	18	5	
EBITDA I pół. 2024		140	73	70	43	30	11	59

Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu GOZ r/r :

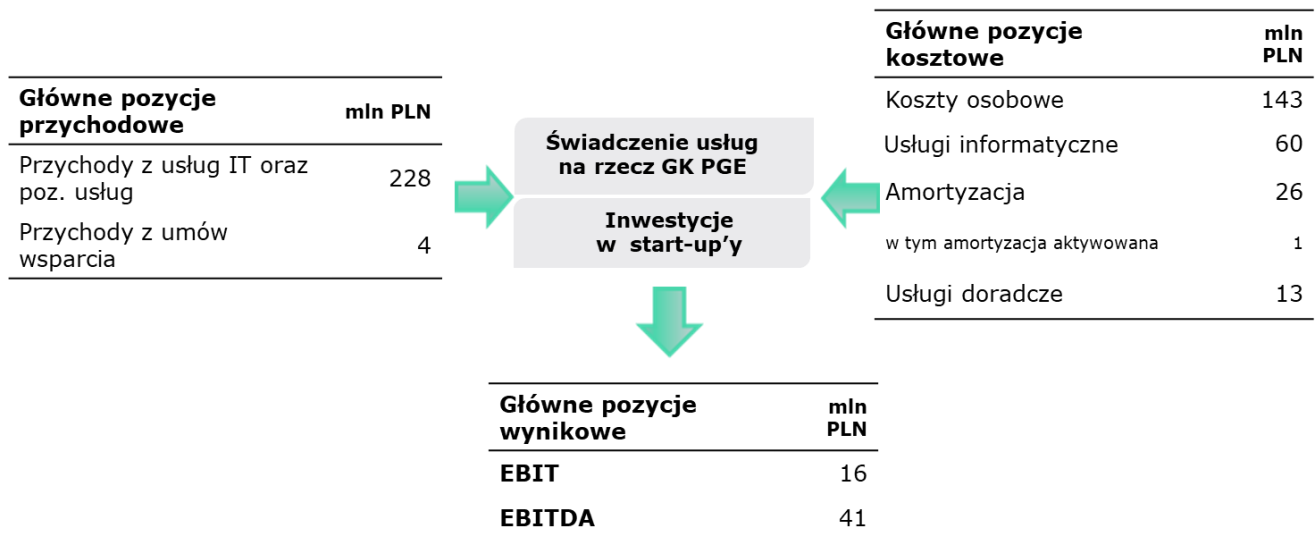
- **Wyższe przychody ze sprzedaży ubocznych produktów spalania**, w związku z realizacją wyższego wolumenu sprzedaży o 176 tys. ton oraz wyższej o 59% ceny sprzedaży.
- **Niższe przychody ze sprzedaży usług** w związku z brakiem realizacji prac w ramach podpisanej i realizowanej umowy sortowania węgla.
- **Niższy poziom kosztów osobowych** głównie w związku z wypłatą premii jednorazowej w 2023 roku.
- **Niższe koszty usług obcych**, wynikające głównie z utworzenia rezerwy dotyczącej demontażu zespołu odsysania i budynku produkcyjnego oraz rozbiórki hali suszarni kostki w 2023 roku.
- **Wyższe koszty sprzedanych towarów i materiałów**, wynikające głównie z wyższych kosztów zakupu UPS i wyższego wolumenu sprzedaży.
- **Zmiana wartości pozycji pozostałe** głównie ze względu na zmianę stanu zapasów.

4.3.10 Segment działalności – Pozostała Działalność

Przedmiotem działalności segmentu jest świadczenie usług na rzecz Grupy Kapitałowej PGE, m.in. organizacja pozyskiwania finansowania w formie euroobligacji (PGE Sweden AB), świadczenie usług informatycznych oraz transportowych.

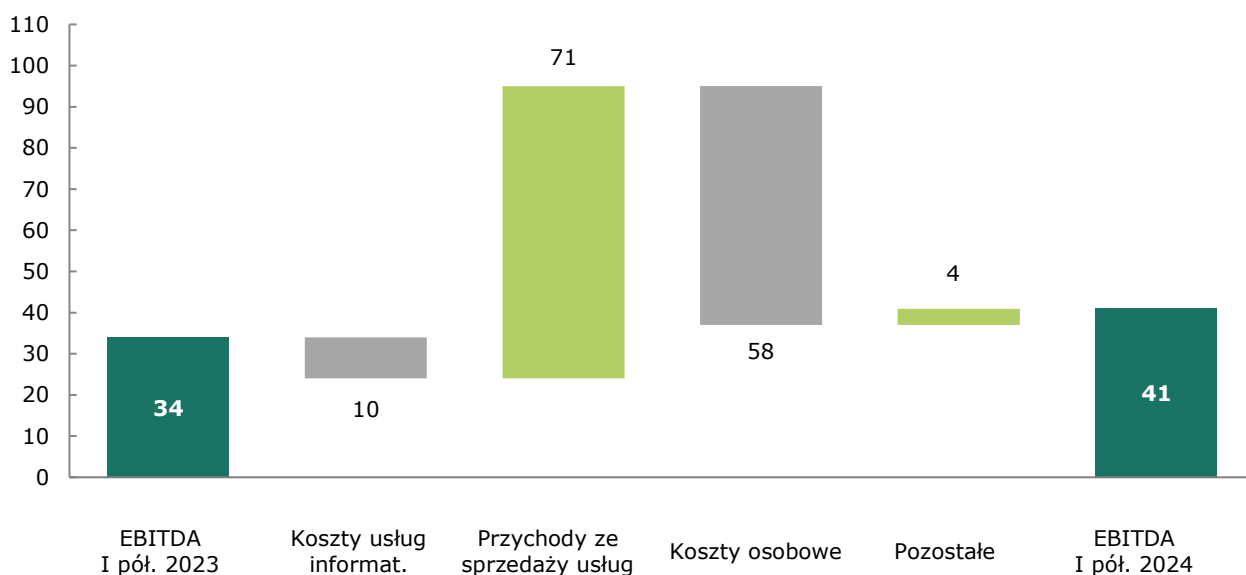
W ramach segmentu funkcjonuje również spółka PGE Ventures sp. z o.o., która odpowiada za inwestycje w start-up'y na każdym etapie cyklu inwestycyjnego: od projektów w najwcześniejszej fazie rozwoju, przez projekty w fazie wczesnego wzrostu, kończąc na dojrzałych start-up'ach w fazie późnego wzrostu i ekspansji. Spółka PGE Ventures sp. z o.o. wraz z funduszami satelickimi zainwestowała łącznie w 55 start-up'ów, z czego fundusze odpowiadają za 47, a PGE Ventures sp. z o.o. za 8 inwestycji kapitałowych.

Pozostała Działalność



KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Wykres: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Pozostała Działalność w ujęciu zarządczym (mln PLN)¹.



Odchylenie	-10	71	-58	4	
EBITDA I pół. 2023	34	50	161	85	8
EBITDA I pół. 2024	60	232	143	12	41

¹ Ze względu na wydzielenie segmentu Energetyka Gazowa z segmentu Pozostała Działalność dane za I półrocze 2023 roku dostosowano do porównywalności.

Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu Pozostała Działalność r/r:

- **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 oraz wyższymi cenami usług świadczonych przez firmy zewnętrzne.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży usług** ze względu na większy zakres usług świadczonych przez PGE Systemy S.A. na rzecz spółek w GK PGE oraz przeniesienie spółki Elbest Security sp. z o.o. do segmentu Pozostała Działalność od początku 2024 roku. W 2023 roku spółka wykazywana była w segmencie Energetyka Konwencjonalna. Ponadto spółka PGE Asekuracja S.A. osiągnęła wyższe przychody niż w analogicznym okresie roku porównywalnego.
- **Niższe koszty usług doradczych** na skutek mniejszego zakresu usług doradczych kontraktowanych przez spółki Elbis sp. z o.o. oraz PGE Inwest 12 sp. z o.o. (ESP Młoty) przy jednoczesnym szerszym zakresie realizowanych projektów przez PGE Systemy S.A.
- **Wyższe koszty osobowe** związane przeniesieniem spółki Elbest Security sp. z o.o. do segmentu Pozostała Działalność, wzrostem poziomu płacy minimalnej, presją inflacyjną oraz zatrudnieniem nowych pracowników w spółce PGE Systemy S.A. w związku z rozwojem programu LTE450 oraz przejściem pracowników z PGE Energetyka Kolejowa S.A.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** głównie w wyniku przesuniętych w czasie rozliczeń kosztów prowadzonych projektów w PGE Systemy S.A.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Pozostała Działalność¹

mIn PLN	I półrocze 2024	I półrocze 2023	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	31	36	-14%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	31	36	-14%
Pozostałe	1	0	-
Razem	32	36	-11%

¹Ze względu na wydzielenie segmentu Energetyka Gazowa z segmentu Pozostała Działalność dane za I półrocze 2023 roku dostosowano do porównywalności.

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

- W spółce **PGE Inwest 14 sp. z o.o.** trwają prace związane z projektem **Bateryjnego Magazynu Energii Elektrycznej (BMEE)** w Żarnowcu, który będzie jedną z największych tego typu instalacji magazynowania energii w Europie. Aktualnie Projekt jest w fazie przygotowania do realizacji. W lipcu 2024 roku opublikowano ogłoszenie o przetargu na wybór Generalnego Wykonawcy w zakresie budowy magazynu wraz z układem wyprowadzenia mocy. Równolegle prowadzone są prace związane z przygotowaniem terenu pod budowę (wycinka, przekładki, badania geotechniczne).
- W spółce **PGE Inwest 12 sp. z o.o.** trwają prace związane z projektem **Budowa elektrowni szczytowo-pompowej Młoty**. Aktualnie projekt jest we wczesnej fazie przygotowania do realizacji. W czerwcu 2024 roku rozpoczęto formalnie starania o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach poprzez złożenie wniosku do Regionalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska wraz z Kartami Informacyjnymi Przedsięwzięcia dla ESP Młoty oraz wyprowadzenia mocy.

5. Pozostałe elementy Sprawozdania

5.1. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego mające wpływ na działalność w I półroczu 2024 roku oraz w kolejnych okresach.

5.1.1 Zmiany w składzie Zarządu i RN

Szczegółowy opis zmian w składzie Zarządu oraz RN znajduje się w pkt. 1.4 niniejszego sprawozdania.

5.1.2 Projekt wydzielenia wytwórczych aktywów węglowych

KORZYŚCI WYNIKAJĄCE ZE SPRZEDAŻY AKTYWÓW WĘGLOWYCH

Zaniechanie działalności w obszarze Energetyki Konwencjonalnej, opartej na spalaniu węgla wynika ze Strategii Grupy Kapitałowej PGE, opublikowanej 19 października 2020 roku, która zakłada neutralność klimatyczną do 2050 roku. Wydzielenie aktywów węglowych przyniesie wymierne korzyści dla Grupy między innymi w następujących obszarach:

- większy i korzystniejszy dostęp do źródeł finansowania dłużnego i kapitałowego, niższe koszty finansowania;
- większy i korzystniejszy dostęp do rynku ubezpieczeniowego;
- mniejsze zapotrzebowanie na gotówkę na zabezpieczenie kosztów emisji CO₂ oraz zapasów surowców produkcyjnych;
- uwolnienie limitów kredytowych w instytucjach finansujących w wyniku redukcji zapotrzebowania na uprawnienia EUA;
- zwiększenie możliwości wykorzystania środków finansowych na inwestycje w sieci dystrybucyjne i zielone technologie, cechujące się wyższą stopą zwrotu;
- ograniczenie ryzyka ekspozycji na cenę uprawnień do emisji CO₂.

Wszystkie powyższe działania w ocenie Zarządu spowodują zwiększenie atrakcyjności Spółki dla akcjonariuszy.

DZIAŁANIA W ZAKRESIE WYDZIELENIA WYTWÓRCZYCH AKTYWÓW WĘGLOWYCH

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 Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego.

14 lipca 2023 roku PGE S.A. otrzymała od Skarbu Państwa reprezentowanego przez Ministra Aktywów Państwowych propozycję nawiązującego dokumentu podsumowującego warunki transakcji nabycia przez Skarb Państwa wszystkich posiadanych akcji PGE GiEK S.A. 10 sierpnia 2023 roku PGE S.A. oraz Minister Aktywów Państwowych podpisali dokument podsumowujący kluczowe warunki transakcji nabycia przez Skarb Państwa akcji spółki PGE GiEK S.A. celem wydzielenia aktywów węglowych.

Realizacja transakcji sprzedaży PGE GiEK S.A. do Skarbu Państwa była uzależniona od spełnienia szeregu warunków zawieszających.

Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania powyższe warunki zawieszające nie zostały spełnione, tym samym należy zakładać, iż transakcja na warunkach propozycji z 14 lipca 2023 roku nie będzie miała miejsca. Dodatkowo w lutym 2024 roku Rada Ministrów wycofała z Sejmu projekt ustawy o zasadach udzielania przez Skarb Państwa gwarancji za zobowiązania Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego.

Zgodnie z deklaracjami instytucji rządowych proces wydzielenia aktywów węglowych będzie kontynuowany. 9 maja 2024 roku zarządzeniem Ministra Aktywów Państwowych powołany został zespół do spraw wydzielenia aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa sektora energetycznego.

Do zadań zespołu należy:

- analiza uwarunkowań wydzielenia aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa sektora energetycznego;
- współpraca ze spółkami z udziałem Skarbu Państwa sektora energetycznego w zakresie wypracowania założeń, kierunków oraz metod przeprowadzenia wydzielenia;

- opracowanie rekomendacji w zakresie koniecznych lub zalecanych zmian legislacyjnych nakierowanych na przeprowadzenie wydzielenia;
- ustalenie kręgu podmiotów odpowiedzialnych za realizację wydzielenia oraz podziału zadań pomiędzy te podmioty.

W II kwartale 2024 roku ww. zespół rozpoczął prace.

Jednocześnie PGE S.A. wspólnie z doradcą PwC Advisory sp. z o.o. rozpoczęło prace nad nową koncepcją wydzielenia aktywów węglowych, uwzględniającą aktualne uwarunkowania ekonomiczne i rynkowe.

UJĘCIE AKTYWÓW ZWIĄZANYCH Z PGE GiEK S.A. W SPRAWOZDANIU FINANSOWYM

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

W konsekwencji na 30 czerwca 2024 roku aktywa związane z PGE GiEK S.A. nie są przeklasyfikowane do działalności zaniechanej. PGE S.A. nie dokonywała również korekt doprowadzających wartość aktywów związanych z PGE GiEK S.A. do wartości, które są wymagane przez MSSF 5. Wartości aktywów, zobowiązań, przychodów, kosztów oraz wyników segmentu Energetyka Konwencjonalna, przedstawiające dane spółki PGE GiEK S.A. oraz podmiotów od niej zależnych, zostały zaprezentowane w nocie 6.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Wartość księgowa konsolidowanych aktywów netto PGE GiEK S.A. i spółek zależnych na 30 czerwca 2024 roku wynosi 744 mln PLN. Wartość księgowa akcji PGE GiEK S.A. w jednostkowym sprawozdaniu finansowym na dzień 30 czerwca 2024 roku wynosi 0 PLN.

5.1.3 Zmiany regulacyjne

MECHANIZMY WSPARCIA ODBIORCÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Z uwagi na kryzysową sytuację na rynku energii elektrycznej ustawodawca zdecydował o wprowadzeniu regulacji prawnych, które czasowo wprowadziły 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 z 27 października 2022 roku o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku.

Zgodnie z Ustawą dla gospodarstw domowych w 2023 roku przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną było zobowiązane stosować dla odbiorców w gospodarstwach domowych ceny równe cenom zawartym w taryfie obowiązującej na 1 stycznia 2022 roku dla poszczególnych grup taryfowych do określonych limitów zużycia. Natomiast po wejściu w życie ustawy z 16 sierpnia 2023 roku o zmianie Ustawy dla gospodarstw domowych limity zużycia dla każdej kategorii odbiorców zostały zwiększone o dodatkowy 1 MWh. 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 była 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 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). Po wejściu w życie ustawy z 16 sierpnia 2023 roku o zmianie Ustawy dla gospodarstw domowych oraz niektórych innych ustaw cena maksymalna wynosiła, podobnie jak dla gospodarstw domowych, 693 PLN/MWh. Cena ta, co do zasady, obowiązywała od 1 grudnia 2022 roku, jednak w zmienionej wysokości obowiązywała od 1 października 2023 roku do 31 grudnia 2023 roku. Wskazany limit ceny maksymalnej dla odbiorców uprawnionych obowiązywał również dla umów sprzedaży energii elektrycznej, które zostały zawarte lub zmienione po 23 lutego 2022 roku i w przypadkach, których cenę maksymalną stosowało się 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, przysługiwała rekompensata z tytułu stosowania w rozliczeniach z odbiorcami w gospodarstwach domowych cen energii elektrycznej w takiej samej wysokości jak 1 stycznia 2022 roku. Rekompensatę stanowił iloczyn energii elektrycznej zużytej w punkcie poboru energii, do maksymalnych limitów zużycia uprawniających odbiorców do stosowania wobec nich cen z 2022

roku i różnicy między ceną energii elektrycznej wynikającą z taryfy dla energii elektrycznej zatwierdzonej przez Prezesa URE na 2023 rok a cenami energii elektrycznej zatwierdzonymi w taryfie na 2022 rok. Z kolei za stosowanie w rozliczeniach wobec odbiorców w gospodarstwach domowych ceny maksymalnej 693 PLN/MWh przedsiębiorstwom obrotu przysługiwała rekompensata w kwocie stanowiącej iloczyn ilości energii elektrycznej zużytej w danym miesiącu i różnicy między ceną odniesienia a ceną maksymalną, dla każdego punktu poboru energii. Ceną odniesienia była cena energii elektrycznej wynikająca z taryfy dla energii elektrycznej zatwierdzonej 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 była 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.

Zgodnie z przepisami ustawy z 7 grudnia 2023 roku o zmianie ustaw w celu wsparcia odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła, która weszła w życie 31 grudnia 2023 roku (Ustawa na 2024 rok) mechanizmy zamrożenia cen taryfowych oraz ceny maksymalnej przedłużono do 30 czerwca 2024 roku.

13 czerwca 2024 roku weszła w życie ustawa o bonie energetycznym, która reguluje zasady stosowania cen za energię elektryczną od 1 lipca 2024 roku do 31 grudnia 2024 roku. Ustawa nałożyła na przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną obowiązek w postaci złożenia wniosku o zmianę obowiązującej taryfy na 2024 rok w terminie 7 dni od dnia wejścia w życie ustawy lub na wezwanie Prezesa URE. Zmieniona taryfa obowiązuje od 1 lipca 2024 roku do 31 grudnia 2025 roku. Decyzją z 28 czerwca 2024 roku Prezes URE zatwierdził zmianę taryfy dla energii elektrycznej PGE Obrót S.A. na okres od 1 lipca 2024 roku do 31 grudnia 2025 roku. Zatwierdzona cena energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G w Grupie taryfowej G11 wynosi 628 PLN/MWh. Ustawa przedłuża również obowiązywanie mechanizmu ceny maksymalnej za energię elektryczną. Cena ta obowiązywać będzie w drugiej połowie 2024 roku i została ustalona na poziomie 500 PLN/MWh dla odbiorców w gospodarstwach domowych oraz na poziomie 693 PLN/MWh dla jednostek samorządu terytorialnego oraz podmiotów użyteczności publicznej (m.in. szkoły, szpitale, jednostki pomocy społecznej), a także dla mikro, małych i średnich przedsiębiorców.

Z możliwości rozliczenia po cenie maksymalnej wyłączeni zostali odbiorcy energii elektrycznej, którzy zawarli umowy na sprzedaż tej energii z ceną dynamiczną. Jeżeli taryfa zatwierdzona przez Prezesa URE będzie wyższa niż cena maksymalna dla gospodarstw domowych, odbiorcy w gospodarstwach domowych będą rozliczani zgodnie ceną maksymalną 500 PLN/MWh. Z tytułu stosowania ceny maksymalnej w rozliczeniach z odbiorcami przedsiębiorstwa obrotu będą uprawnione do rekompensaty w wysokości różnicy pomiędzy ceną taryfową obowiązującą od 1 lipca 2024 roku a ceną maksymalną.

W I półroczu 2024 roku przychody z tytułu rekompensat wyniosły 2 206 mln PLN. Środki otrzymane przez spółki sprzedaży miały na celu zrekompensowanie strat, jakie podmioty te odniosły z uwagi na zamrożenie cen.

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

FUNDUSZ WRC

Na sytuację finansową Grupy PGE począwszy od 1 grudnia 2022 roku miały 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 przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną. Odpis na Fundusz WRC stanowił iloczyn wolumenu sprzedaży energii elektrycznej oraz dodatniej różnicy średniej ważonej wolumenem ceny rynkowej sprzedanej energii elektrycznej oraz średniej ważonej wolumenem limitu ceny sprzedanej energii elektrycznej, co zostało uregulowane w Rozporządzeniu Rady Ministrów z 8 listopada 2022 roku w sprawie sposobu obliczania limitu ceny.

Dla poszczególnych źródeł wytwórczych określono inny sposób obliczania limitu ceny:

- w przypadku jednostek produkujących energię z węgla brunatnego i kamiennego limit ceny 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 był 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 jest 40% tej ceny referencyjnej.

Natomiast dla przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną:

- dla energii sprzedawanej do odbiorców końcowych limit ceny stanowił 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 stanowił 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 obliczały wysokość odpisu na Fundusz WRC za dany miesiąc kalendarzowy, którego dotyczyło 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.

1 marca oraz 1 września 2023 roku weszły w życie zmiany w przepisach Ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku, regulujące zasady odprowadzania odpisów na Fundusz WRC.

Zmiana dotyczyła m.in. rozszerzenia katalogu przychodów, które stanowią podstawę kalkulacji odpisu na Fundusz WRC. W efekcie zwiększeniu uległa suma odpisów przekazywanych przez GK PGE.

W związku z wątpliwościami w interpretacji przepisów oraz kwalifikacji przychodów z dodatkowych rozliczeń pieniężnych, które powinny zostać uwzględnione w ustaleniu odpisu na Fundusz WRC, PGE S.A. wystąpiła do Prezesa URE o wydanie interpretacji indywidualnej potwierdzającej zastosowaną wykładnię przepisów Ustawy, w wyniku której przychody z wybranych umów nie powinny być uwzględniane w kalkulacji wysokości odpisu na Fundusz WRC. Prezes URE nie podzielił stanowiska Spółki. PGE S.A. nie zgadzając się z niekorzystną decyzją Prezesa URE odwołała się od niej do sądu okręgowego w Warszawie.

W 2023 roku odpis należny na Fundusz WRC wyniósł 6 569 mln PLN (wraz z korektą dotyczącą roku 2022) zmniejszając wynik finansowy. Z kolei przychody z tytułu rekompensat za 2023 rok wyniosły 7 658 mln PLN. Przychody z tytułu rekompensat są niezależne od wysokości wpłat na Fundusz WRC. Jak opisano powyżej środki z tytułu rekompensat otrzymane przez spółki sprzedaży miały na celu zrekomensowanie strat, jakie podmioty te odniosły z uwagi na zamrożenie cen. Z kolei wpłaty na Fundusz WRC ograniczyły marże realizowane przez poszczególne przedsiębiorstwa energetyczne do szczegółowych poziomów wskazanych w regulacjach.

System odpisów na Fundusz WRC za okresy rozliczeniowe w 2023 roku nie zamknął się do 31 grudnia 2023 roku. Odpisy na Fundusz WRC muszą być przekazywane także w 2024 roku w przypadku sprzedaży zrealizowanej w ostatnich tygodniach 2023 roku. Ustawodawca w ustawie na 2024 rok nie zdecydował się na przedłużenie obowiązku uiszczania odpisów na Fundusz WRC na 2024 rok, co oznacza, że ostatnim miesiącem za który należało odprowadzić odpis na Fundusz WRC był grudzień 2023 roku. W I półroczu 2024 roku ujęta została korekta odpisu na Fundusz za poprzedni okres w wysokości 23 mln PLN (jako pomniejszenie kosztów).

ROZPORZĄDZENIE MKiŚ Z 9 WRZEŚNIA 2023 ROKU

Jednocześnie 11 września 2023 roku opublikowane zostało rozporządzenie MKiŚ z 9 września 2023 roku zmieniające rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną, które weszło w życie 19 września 2023 roku. Rozporządzenie to obniżało odbiorcom w gospodarstwach domowych rachunki za energię elektryczną średnio o 125 PLN w 2023 roku, pod warunkiem spełnienia jednej z wymienionych enumeratywnie przesłanek. Przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną były zobowiązane do dokonania obniżki najpóźniej w ostatniej fakturze za energię elektryczną w 2023 roku. Z tytułu tego obniżenia przedsiębiorstwa obrotu nie otrzymały jak dotąd żadnej rekompensaty z uwagi na brak przepisów, które stanowiłyby podstawę do jej przyznania.

Na 31 grudnia 2023 roku uwzględniając liczbę odbiorców, którzy spełnili chociaż jeden z określonych w rozporządzeniu warunków, obniżono przychody o kwotę 535 mln PLN (z tego kwota 230 mln PLN stanowi szacunek). Według stanu na dzień 30 czerwca 2024 roku z kwoty stanowiącej szacunek na koniec okresu sprawozdawczego tj. z 230 mln PLN do wypłaty odbiorcom pozostaje kwota ok. 5 mln PLN.

10 czerwca 2024 roku GK PGE otrzymała interpretację podatkową przyznającą prawo do obniżenia podstawy opodatkowania oraz kwoty podatku należnego w związku z opisanym powyżej obniżeniem rachunków o 125 PLN. W I półroczu 2024 roku dokonano z tego tytułu zwiększenia szacunku przychodów ze sprzedaży o kwotę około 97 mln PLN.

5.1.4 Decyzja środowiskowa w sprawie Kopalni Turów

31 maja 2023 roku Wojewódzki Sąd Administracyjny w Warszawie wstrzymał - do czasu rozpoznania właściwej skargi - wykonalność decyzji środowiskowej na wydobycie węgla dla Kopalni Turów. Decyzja środowiskowa określa uwarunkowania realizacji przedsięwzięcia: "Kontynuacja eksploatacji złoża węgla

brunatnego Turów, realizowanego w gminie Bogatynia". Skargę na decyzję środowiskową złożyły m.in. Fundacja Frank Bold, Greenpeace oraz Stowarzyszenie Ekologiczne EKO-UNIA.

12 czerwca 2023 roku spółka PGE GiEK S.A. złożyła zażalenie na wydane 31 maja 2023 roku postanowienie wydane przez WSA w sprawie Kopalni Turów do Naczelnego Sądu Administracyjnego w Warszawie. Była to odpowiedź spółki na wstrzymanie przez WSA wykonalności decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach wydanej przez Generalną Dyрекcję Ochrony Środowiska (GDOŚ) we wrześniu 2022 roku.

18 lipca 2023 roku NSA uchylił postanowienie WSA z 31 maja 2023 roku o wstrzymaniu wykonalności decyzji środowiskowej w sprawie Kopalni w Turowie. Uwzględniono zażalenia GDOŚ, PGE GiEK S.A. oraz Prokuratury Krajowej.

31 sierpnia 2023 roku WSA zawiesił postępowanie w sprawie decyzji środowiskowej GDOŚ dotyczącej Kopalni Turów do czasu formalnego zakończenia sprawy z wniosku spółki PGE GiEK S.A. o zmianę decyzji środowiskowej. Postępowanie z wniosku PGE GiEK S.A. o zmianę decyzji środowiskowej się zakończyło ostateczną i prawomocną decyzją o umorzeniu postępowania.

13 marca 2024 roku WSA uchylił decyzję GDOŚ, określającą środowiskowe uwarunkowania dalszej eksploatacji złoża węgla brunatnego w Turowie. Jak podkreślił WSA nie oznacza to ani zamknięcia ani wstrzymania pracy w kopalni Turów. Orzeczenie nie jest prawomocne.

30 kwietnia 2024 roku doręczono PGE GiEK S.A. odpis wyroku wraz z uzasadnieniem. Orzeczenie nie jest prawomocne. 29 maja 2024 roku PGE GiEK S.A. złożyła od ww. wyroku skargę kasacyjną do Naczelnego Sądu Administracyjnego.

Ten sam wyrok został w całości zaskarżony również 17 maja 2024 roku przez GDOŚ. Spółka PGE GiEK S.A. po doręczeniu skargi kasacyjnej GDOŚ złożyła 2 lipca 2024 roku odpowiedź na skargę kasacyjną i wniosła o jej uwzględnienie i uchylenie zaskarżonego wyroku Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego.

5.1.5 Wpływ wojny Rosji z Ukrainą na działalność GK PGE

Wojna Rosji z Ukrainą może wpłynąć na działalność GK PGE oraz przyszłe wyniki finansowe. W stosunku do ostatnio opublikowanego sprawozdania nie stwierdzono istotnych zmian w zakresie raportowanych zagadnień. W szczególności ocenie/zmianie mogą podlegać następujące pozycje: wartość odzyskiwalna wybranych pozycji aktywów, poziom oczekiwanych strat kredytowych oraz wycena instrumentów finansowych. Grupa PGE na bieżąco monitoruje przebieg wojny, konsekwencje makroekonomiczne oraz rynkowe. Ewentualne zdarzenia, które wystąpią zostaną odzwierciedlone odpowiednio w przyszłych sprawozdaniach finansowych Grupy.

5.1.6 Postępowanie restrukturyzacyjne 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 sp. z o.o. złożyła wnioski o wszczęcie postępowania restrukturyzacyjnego. 21 czerwca 2022 roku otwarte zostało postępowanie restrukturyzacyjne (sanacyjne). We wrześniu 2023 roku nastąpiło podwyższenie kapitału ENESTA sp. z o.o. o 32 mln PLN. Udziały w podwyższonym kapitale zostały w całości objęte i opłacone przez PGE Obrót S.A. W grudniu 2023 roku została podjęta kolejna uchwała dotycząca podwyższenia kapitału o 34 mln PLN.

Na 30 czerwca 2024 roku wartość aktywów oraz kapitałów i zobowiązań spółki ENESTA sp. z o.o. wynosi 98 mln PLN a wartość kapitałów własnych (-)130 mln PLN.

5.1.7 Realizacja przez PGE Paliwa sp. z o.o. decyzji Prezesa Rady Ministrów w zakresie zakupu węgla

W latach 2022-2024 PGE Paliwa sp. z o.o. realizowała wydane w połowie 2022 roku 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 (decyzja). W związku ze znacznym spadkiem rynkowych cen węgla w 2023 roku oraz utrzymującymi się w I kwartale 2024 roku niskimi cenami węgla spółka zrealizowała ujemny wynik na sprzedaży węgla zakupionego w celu realizacji decyzji, a który nie został sprzedany do 30 kwietnia 2023 roku.

Łączny wynik na sprzedaży tego węgla wraz z innymi kosztami poniesionymi w celu realizacji decyzji, rozpoznany w wynikach finansowych w I półroczu 2024 roku wyniósł (-)216 mln PLN. Węgiel, który został sprzedany do 30 czerwca 2024 roku, na dzień 31 grudnia 2023 objęty był odpisem aktualizującym w kwocie 239 mln PLN. Odpis został częściowo wykorzystany w kwocie 188 mln, w tym 178 mln PLN w okresie do 30 kwietnia 2024 roku.

W październiku 2023 roku została podpisana Umowa z MKiŚ dotycząca finansowania realizacji decyzji Prezesa Rady Ministrów, zakładająca zwrot poniesionych kosztów w związku z realizacją decyzji. Sprawozdanie z realizacji decyzji według stanu na 30 kwietnia 2023 roku wymagane poprzez zapisy Umowy zostało złożone

terminowo przez PGE Paliwa sp. z o.o. do MKiŚ. Spółka złożyła aktualizację Sprawozdania według stanu na dzień 30 kwietnia 2024 roku zgodnie z określonymi w Umowie terminami. 30 lipca 2024 roku aktualizacja Sprawozdania została zaakceptowana przez MKiŚ, a 7 sierpnia 2024 roku spółka otrzymała wnioskowanie środki w wysokości 483 mln PLN netto.

W 2023 roku ujęty został przychód z tytułu Umowy w wysokości 849 mln PLN. Na przychód ten składała się kwota 406 mln PLN otrzymana w 2023 roku oraz szacunek pozostałej kwoty rekompensaty w wysokości 443 mln PLN. W I półroczu 2024 roku szacunek uległ zwiększeniu do wysokości 481 mln PLN a kwota 38 mln PLN została ujęta w wynikach bieżącego okresu.

5.1.8 Rekomendacja niewypłacania dywidendy za rok 2023

Zarząd PGE S.A. 3 kwietnia 2024 roku podjął decyzję o rekomendacji niewypłacania dywidendy za rok 2023 dla akcjonariuszy. Decyzja została podjęta zgodnie z polityką dywidendy i jest efektem analizy ogólnej wysokości zadłużenia Spółki oraz spodziewanych nakładów kapitałowych. W kontekście braku realizacji projektu wydzielenia aktywów węglowych oraz pogarszających się warunków funkcjonowania elektrowni węglowych, które znajdują swoje odzwierciedlenie w wynikach testów na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych w segmencie Energetyki Konwencjonalnej. 28 czerwca 2024 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki przychyliło się do rekomendacji.

5.1.9 Testy na utratę wartości

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

W bieżącym okresie sprawozdawczym Grupa dokonała analizy przesłanek i zidentyfikowała czynniki, które w istotny sposób mogły przyczynić się do zmiany wartości posiadanych aktywów trwałych.

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

5.1.10 Projekt budowy elektrowni jądrowej

31 października 2022 roku PGE S.A. podpisała z Korea Hydro & Nuclear Power Co. Ltd. oraz z ZE PAK S.A. list intencyjny, którego celem jest rozpoczęcie współpracy w ramach strategicznego polsko – koreańskiego projektu budowy elektrowni jądrowej w lokalizacji Pątnów-Konin. Planowana moc elektrowni to 2 800 MWe z wykorzystaniem dwóch reaktorów jądrowych typu PWR (Pressurized Water Reactor) w oparciu o koreańską technologię APR 1400. Współpraca obejmuje również badania terenowe i środowiskowe, realizację studium wykonalności oraz uzyskanie niezbędnych decyzji administracyjnych.

W Programie Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ) obszar Pątnów-Konin jest rekomendowany jako jedna z możliwych lokalizacji do budowy elektrowni jądrowej w Polsce. Inwestycja wpisuje się również w założenia rozwoju technologii jądrowych zawartych w Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku.

22 maja 2023 roku w KRS nastąpiła rejestracja spółki PGE PAK Energia Jądrowa S.A. PGE S.A. i ZE PAK S.A. posiadają po 50% akcji w PGE PAK Energia Jądrowa S.A.

11 sierpnia 2023 roku PGE S.A., ZE PAK S.A. oraz spółka PGE PAK Energia Jądrowa S.A. zawarły umowę akcjonariuszy, która określa zasady ładu korporacyjnego i działalności tej spółki.

16 sierpnia 2023 roku spółka PGE PAK Energia Jądrowa S.A. złożyła do MKiŚ wnioski o wydanie decyzji zasadniczej dla budowy elektrowni jądrowej w regionie konińskim.

24 listopada 2023 roku MKiŚ wydało Decyzję Zasadniczą dla budowy elektrowni jądrowej w regionie konińskim.

5.1.11 Zawarcie aneksu do umowy kredytu konsorcjalnego

6 lutego 2024 roku zawarty został aneks do umowy kredytu odnawialnego, która została zawarta przez PGE S.A. 1 marca 2023 roku 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. W wyniku aneksu do umowy przystąpił China Construction Bank (Europe) S.A. z siedzibą w Luksemburgu oraz nastąpiło zwiększenie kwoty kredytu z 2 330 mln PLN do 3 150 mln PLN.

Przedmiot umowy obejmuje udzielenie przez banki kredytu, 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 1 marca 2027 roku. Oprocentowanie kredytu kalkulowane jest 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.

[Zawarcie aneksu do umowy kredytu konsorcialnego](#)

5.1.12 Wpływ zatwierdzenia taryfy G na wyniki finansowe GK PGE

28 czerwca 2024 roku Prezes URE zatwierdził cenę sprzedaży energii elektrycznej dla odbiorców w grupach taryfowych G na okres od 1 lipca 2024 roku do 31 grudnia 2025 roku dla spółki PGE Obrót S.A. na poziomie średnio 628 PLN za MWh. Zatwierdzona przez Prezesa URE cena sprzedaży energii elektrycznej jest istotnie niższa w stosunku do taryfy zatwierdzonej w grudniu 2023 roku, która miała obowiązywać w całym 2024 roku i która skutkowałą utworzeniem przez PGE Obrót S.A. rezerwy na umowy rodzące obciążenia na 31 grudnia 2023 roku. Przeprowadzona przez Grupę analiza nie wykazała konieczności aktualizacji rezerwy na 30 czerwca 2024 roku.

[Wpływ zatwierdzenia taryfy G na wyniki finansowe GK PGE](#)

5.1.13 Szacunek niezbilansowania energii elektrycznej

Na koniec bieżącego okresu sprawozdawczego Grupa dokonała szacunku niezbilansowania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci przez prosumentów. Energia wytwarzana i wprowadzana do sieci przez prosumentów zasila sieć w okresie nadprodukcji, tym samym zmniejszając zapotrzebowanie Grupy na zakup z rynku. Jednak w okresie jesienno-zimowym, gdy prosumenci zużywają energię przy braku produkcji pokrywającej ich zapotrzebowanie własne, Grupa musi dokonać zakupu brakującej energii elektrycznej na rynku. Z tego tytułu Grupa utworzyła szacunek zobowiązania w wysokości 248 mln PLN. Szacunek przedmiotowego zobowiązania w największym stopniu odzwierciedla wyniki śródroczne Grupy, które stabilizują się na koniec roku w okresie zimowym i zmniejszają do wartości nieistotnych.

W poprzednim okresie Grupa nie była w stanie wiarygodnie dokonać takiego szacunku, gdyż nie miała wystarczających informacji i narzędzi. Wykorzystując bieżącą wiedzę, szacunek zobowiązania wyniósłby na 30 czerwca 2023 roku około 240 mln PLN. Dane za okres porównawczy nie podlegały przekształceniu.

5.1.14 Zawarcie przez spółkę Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. umowy na dostawę paliwa gazowego

1 lipca 2024 roku spółka Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. (spółka z Grupy Kapitałowej PGE) zawarła z ORLEN S.A. umowę ramową sprzedaży kompleksowej paliwa gazowego w systemie dystrybucyjnym wraz z kontraktem indywidualnym do Umowy.

Umowa została zawarta na czas nieoznaczony, natomiast kontrakt indywidualny zapewnia dostawę paliwa gazowego od 2 lipca 2024 roku do 1 stycznia 2037 roku.

Szacowana wartość kontraktu indywidualnego w okresie jego obowiązywania, ustalona na podstawie cen rynkowych gazu oraz stawek dystrybucyjnych, wynosi łącznie 6,3 mld PLN netto. Podstawą kalkulacji formuły cenowej w kontrakcie indywidualnym będą zmienne komponenty oparte na notowaniach indeksów giełdowych cen gazu z uwzględnieniem uwarunkowań dostaw gazu ze źródeł lokalnych.

Zabezpieczeniem Umowy jest gwarancja bankowa na kwotę 33 mln PLN oraz poręczenie przez PGE S.A. w wysokości 40 mln PLN.

[Zawarcie umowy na dostawę paliwa gazowego](#)

5.1.15 Obrady Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia

Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGE S.A. odbywało się w dniach 28 czerwca 2024 roku oraz 25 lipca 2024 roku. Treść podjętych uchwał znajduje się w poniżej wskazanych lokalizacjach na stronie internetowej PGE S.A.:

[Treść uchwał ZWZ z 28 czerwca 2024 roku](#)

[Treść uchwał ZWZ z 25 lipca 2024 roku](#)

5.1.16 Ustalenie nowych terminów przekazania do eksploatacji bloków gazowo-parowych w PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.

23 lipca 2024 roku PGE Gryfino 2050 sp. o.o. oraz konsorcjum firm General Electric Global Services GmbH, Polimex Mostostal S.A. oraz GE Vernova LLC zawarły przed mediatorem sądu polubownego przy Prokuraturze Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej Ugodę w sprawie realizacji umowy na budowę dwóch bloków gazowo-parowych o mocy 683 MWe każdy.

W wyniku postanowień Ugody data przejścia do eksploatacji bloku nr 9 została ustalona na 15 sierpnia 2024 roku a bloku nr 10 na 30 września 2024 roku.

Oddanie do eksploatacji bloku nr 9 nastąpiło 14 sierpnia 2024 roku.

[Nowe terminy oddania do eksploatacji bloków PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.](#)

5.1.17 Zawarcie umowy kredytowej z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym

29 lipca 2024 roku PGE S.A. zawarła umowę kredytu terminowego z EBI. Wartość umowy kredytowej wynosi 1 mld PLN a kredyt zostanie przeznaczony na finansowanie nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez PGE Energetyka Kolejowa S.A. na Program MUZa realizowany w latach 2023 – 2028, który zapewni modernizację układów zasilania sieci kolejowej w całej Polsce.

Kredyt będzie wykorzystywany w transzach. Każda transza może być wykorzystana w PLN lub EUR. Ostateczna data spłaty kredytu przypada nie później niż 18 lat od daty wykorzystania ostatniej transzy kredytu, przy czym ostatnia transza może być wykorzystana nie później niż 24 miesiące od dnia zawarcia umowy. Wysokość oprocentowania będzie ustalana każdorazowo przed wypłatą danej transzy. Umowa nie przewiduje zabezpieczeń rzeczowych. Po zawarciu Umowy łączna wartość nominalna umów finansowania z EBI wynosi 6 663 mln PLN.

[Zawarcie umowy kredytowej z EBI](#)

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

Istotne postępowania toczące się przed sądami, organami właściwymi dla postępowań arbitrażowych oraz organami administracji publicznej zostały omówione w nocie 24.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego. We wskazanej nocie omówiono między innymi kwestie odszkodowania dotyczącego konwersji akcji, kwestii związanych z wnioskiem konsorcjum Polimex-Mostostal o podwyższenie wynagrodzenia za budowę elektrociepłowni w Siechnicach oraz decyzji środowiskowej w sprawie Kopalni Turów.

5.3. Informacje o udzieleniu przez Spółkę lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji

W okresie I półrocza 2024 roku PGE S.A. oraz jednostki zależne nie udzieliły poręczeń kredytów, pożyczek ani gwarancji innemu podmiotowi lub jednostce zależnej, gdzie łączna wartość udzielonych poręczeń lub gwarancji jest znacząca.

Ponadto w nocie 14 jednostkowego sprawozdania finansowego opisane zostały istotne zobowiązania PGE S.A. z tytułu gwarancji i poręczeń oraz poręczenia zabezpieczające transakcje giełdowe.

5.4. Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych

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

5.5. Transakcje z podmiotami powiązanymi

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązanymi zostały zamieszczone w nocie 26 skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Ponadto w nocie 6 skonsolidowanego sprawozdania finansowego wskazano, że GK PGE rozlicza transakcje między segmentami w taki sposób, jakby dotyczyły one podmiotów niepowiązanych – na warunkach rynkowych.

5.6. Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

5.7. Istotne pozycje pozabilansowe

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

5.8. Czynniki, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału

W I półroczu 2024 roku poza zdarzeniami wskazanymi w pozostałych punktach niniejszego sprawozdania, nie wystąpiły inne czynniki, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału.

5.9. Umowy oraz informacje istotne dla oceny sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego GK PGE i ich zmian oraz informacje istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez GK PGE

W I półroczu 2024 roku poza zdarzeniami wskazanymi w pozostałych punktach niniejszego sprawozdania, nie wystąpiły inne zdarzenia, które są istotne dla oceny sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego GK PGE i ich zmian oraz oceny możliwości realizacji zobowiązań przez Grupę Kapitałową PGE.

6. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu PGE S.A., półroczny raport finansowy, zawierający skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGE, skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe PGE S.A. 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, w tym opis podstawowych zagrożeń i ryzyka.

7. Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego

Zarząd PGE S.A. oświadcza, że firma audytorska, dokonująca przeglądu skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy PGE oraz skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego PGE S.A. została wybrana zgodnie z przepisami prawa. Podmiot ten oraz biegli rewidenci, dokonujący tego przeglądu, spełniali warunki do wydania bezstronnego i niezależnego raportu z przeglądu, zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami zawodowymi.

8. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej 10 września 2024 roku.

Warszawa, 10 września 2024 roku

Podpisy Członków Zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A.

Prezes Zarządu

Dariusz Marzec

Wiceprezes Zarządu

Maciej Górski

Wiceprezes Zarządu

Przemysław Jastrzębski

Wiceprezes Zarządu

Robert Kowalski

Wiceprezes Zarządu

Marcin Laskowski

Słowniczek pojęć branżowych

ARA	Dolarowy indeks cen węgla w EU. Loco w portach Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia
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 ciepłone	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
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)
EW	Elektrownia Wodna
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
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
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 GW = 10 ⁹ W
GWe	gigawat mocy elektrycznej
GWt	gigawat mocy cieplnej
HCl	chlorowódór
Hg	rtęć
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle, technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa
IOS	Instalacja Odsiarczania Spalin
IRGiT	Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.

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
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 kV= 10 ³ 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.
LNG	Skroplony gaz ziemny (liquefied natural gas)
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 mocowa	Element rachunku za energię elektryczną, pobierany w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego (stałych dostaw prądu).
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 miał w energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku energetycznym
PSCMI-2	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen miał w 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.), (<i>Badania i Rozwój</i>)
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
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
Świadcstwo pochodzenia z energii odnawialnej	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w OZE, wydawany przez Prezesa URE, tzw. zielony certyfikat
Świadcstwo 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
TTF	Title Transfer Facility – indeks kontraktów terminowych na gaz z holenderskiej giełdy ICE Endex Dutch
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	$(\text{czas pracy} + \text{czas postoju w rezerwie}) \times 100 / \text{czas okresu}$
Wskaźnik wykorzystana moc zainstalowanej	$\text{wyprodukowana energia elektryczna} \times 100 / (\text{czas okresu} \times \text{moc zainstalowana})$
V (wolt)	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 \text{ V} = 1 \text{ J} / 1 \text{ C} = (1 \text{ kg} \times \text{m}^2) / (\text{A} \times \text{s}^3)$
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ w} = 1 \text{ J} / 1 \text{ s} = 1 \text{ kg} \times \text{m}^2 \times \text{s}^{-3}$
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