



# SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI GK PGNiG

za I półrocze zakończone  
30 czerwca 2022 roku

---

# 2022

An aerial photograph of a large industrial complex, likely a refinery or chemical plant. The facility features numerous white buildings with blue roofs, extensive piping networks, and various industrial structures. The scene is captured from a high angle, showing the layout of the plant and surrounding areas.

## Wybrane dane finansowe GK PGNiG i PGNiG

Tabela 1 Wybrane dane finansowe GK PGNiG w I półroczu 2022 r., I półroczu 2021 r. oraz na koniec 2021 r.

Dane dotyczące skonsolidowanego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2022	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2021	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2022	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2021
Przychody ze sprzedaży	78 372	24 985	16 881	5 495
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	15 067	5 195	3 245	1 142
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	11 917	3 417	2 567	751
Zysk przed opodatkowaniem	11 414	3 336	2 458	734
Zysk netto akcjonariuszy jednostki dominującej	4 839	2 434	1 042	535
Zysk netto	4 839	2 434	1 042	535
Łączne całkowite dochody przypadające akcjonariuszom jednostki dominującej	(1 576)	2 371	(339)	521
Łączne całkowite dochody	(1 576)	2 371	(339)	521
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	3 325	4 750	716	1 045
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(2 785)	(2 878)	(600)	(633)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	576	(1 065)	124	(234)
Przepływy pieniężne netto	1 116	807	240	177
Zysk na akcję podstawowy i rozwodniony (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,84	0,42	0,18	0,09

Dane dotyczące skonsolidowanego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	Stan na 30 czerwca 2022	Stan na 31 grudnia 2021	Stan na 30 czerwca 2022	Stan na 31 grudnia 2021
Aktywa razem	120 967	101 576	25 844	22 085
Zobowiązania razem	78 556	57 197	16 783	12 436
Zobowiązania długoterminowe	24 959	20 107	5 332	4 372
Zobowiązania krótkoterminowe	53 597	37 090	11 451	8 064
Kapitał własny razem	42 411	44 379	9 061	9 649
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 778	5 778	1 234	1 256
Średnia ważona liczba akcji zwykłych (mln szt.)	5 778	5 778	5 778	5 778
Wartość księgową i rozwodnioną wartość księgową na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	7,34	7,68	1,57	1,67
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	-	0,21	-	0,05

Tabela 2 Wybrane dane finansowe PGNiG w I półroczu 2022 r., I półroczu 2021 r. oraz na koniec 2021 r.

Dane dotyczące jednostkowego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2022	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2021	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2022	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2021
Przychody ze sprzedaży	43 745	12 413	9 422	2 730
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	3 115	1 836	671	404
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	2 671	1 427	575	314
Zysk przed opodatkowaniem	2 893	2 140	623	471
Zysk netto	2 291	1 870	493	411
Całkowite dochody razem	(4 235)	1 779	(912)	391
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	(6 587)	(257)	(1 419)	(57)
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(323)	738	(70)	162
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	2 375	(28)	512	(6)
Przepływy pieniężne netto	(4 535)	453	(977)	99
Zysk netto i rozwodniony zysk netto na jedną akcję przypisany zwykłym akcjonariuszom (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,40	0,32	0,09	0,07

Dane dotyczące jednostkowego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	Stan na 30 czerwca 2022	Stan na 31 grudnia 2021	Stan na 30 czerwca 2022	Stan na 31 grudnia 2021
Aktywa razem	80 503	69 690	17 199	15 152
Zobowiązania razem	49 560	34 120	10 588	7 418
Zobowiązania długoterminowe	12 676	7 270	2 708	1 580
Zobowiązania krótkoterminowe	36 884	26 850	7 880	5 838
Kapitał własny	30 943	35 570	6 611	7 734
Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	7 518	7 518	1 606	1 635
Liczba akcji (średnia ważona w okresie w mln szt.)	5 778	5 778	5 778	5 778
Wartość księgową i rozwodnioną wartość księgową na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	5,36	6,16	1,14	1,34
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	-	0,21	-	0,05

Tabela 3 Średnie kursy wymiany walut

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do EURO ustalone przez NBP	30 czerwca 2022	30 czerwca 2021	31 grudnia 2021
Średni kurs w okresie	4,6427	4,5472	4,5775
Kurs na koniec okresu	4,6806	4,5208	4,5994

## Kalendarz wydarzeń w I półroczu 2022 r.

### styczeń 2022

- 05.01. – Zawarcie umowy kredytu z bankiem Societe Generale SA Oddział w Polsce na kwotę 750 milionów złotych na okres do 9 miesięcy
- 31.01. – Zgoda UOKiK na utworzenie z ORLEN Południe spółki celowej w obszarze biometanu

### luty 2022

- 02.02. – Informacja o złożeniu przez Gazprom wezwania na arbitraż dotyczący EuRoPol GAZ
- 11.02. – Złożenie przez PGNiG odpowiedzi na wezwanie PAO Gazprom i OOO Gazprom Export na arbitraż przed Trybunałem Arbitrażowym *ad hoc* z siedzibą w Sztokholmie
- 23.02. – Zawarcie umów kredytowych z konsorcjum banków Bank of China Limited i Bank of China (Europe) oraz z bankami Deutsche Bank Polska i Credit Agricole Bank Polska na łączną kwotę 1,8 mld zł na okres 9 miesięcy
- 28.02. – Zawarcie przez spółkę Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. aneksu do umowy ze spółką Abener Energia S.A.

### marzec 2022

- 02.03. – Złożenie przez PGNiG odpowiedzi na wezwanie Gazprom na arbitraż dotyczący EuRoPol GAZ
- 07.03. – Wpływ rekompensaty dla PGNiG Obrót Detaliczny z Funduszu Wyплаты Różnicy Ceny
- 08.03. – Spełnienie się warunków umowy zawartej przez spółkę Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. ze spółką Abener Energia S.A.
- 09.03. – Oddalenie skargi Gazprom w sprawie o uchylenie wyroku końcowego Trybunału Arbitrażowego z dnia 30 marca 2020 r.
- 16.03. – Warunkowa decyzja UOKiK w sprawie koncentracji między PGNiG S.A. i PKN ORLEN S.A.
- 18.03. – Zawarcie przez PGNiG umowy z Rządową Agencją Rezerw Strategicznych dotyczącej utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego
- 25.03. – Rezygnacja z pełnienia funkcji Prezesa Zarządu PGNiG S.A. przez pana Pawła Majewskiego
- 30.03. – Złożenie przez PGNiG zamówienia na usługi regazyfikacji w ramach Open Season FSRU Gdańsk

### kwiecień 2022

- 05.04. – Wycofanie przez Gazprom wezwania na arbitraż dotyczący EuRoPol GAZ
- 07.04. – Powołanie pani Iwony Waksmundzkiej-Olejniczak na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG SA
- 11.04. – Uprawomocnienie się wyroku Sądu Apelacyjnego w Sztokholmie z dnia 9 marca 2022 r. oddalającego skargę Gazpromu o uchylenie wyroku końcowego Trybunału Arbitrażowego z dnia 30 marca 2020 r. wydanego w postępowaniu arbitrażowym z powództwa PGNiG przeciwko Gazpromowi dotyczącym obniżenia ceny kontraktowej za gaz dostarczany na podstawie Kontraktu Jamalskiego
- 26.04. – Odmowa wykonywania przez PGNiG zobowiązań rozliczeniowych w rublach rosyjskich za gaz ziemny dostarczany przez Gazprom w ramach Kontraktu Jamalskiego zgodnie z Dekretem Prezydenta Federacji Rosyjskiej
- 26.04. – Wstrzymanie dostaw gazu ziemnego w ramach Kontraktu jamalskiego

### maj 2022

- 11.05. – Aktualizacja prognozy wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej w Norwegii w latach 2022–2024
- 16.05. – Zawarcie porozumienia określającego podstawowe warunki umowy na dostawy LNG z Sempra Infrastructure Partners
- 25.05. – Powzięcie informacji o podjęciu ostatecznej decyzji inwestycyjnej dla terminala Plaquemines realizowanego przez Venture Global LNG

### czerwiec 2022

- 30.06. – Zawarcie umowy kredytu z grupą Sumitomo Mitsui Banking Corporation do kwoty 170 milionów euro na okres 9 miesięcy

## Spis Treści

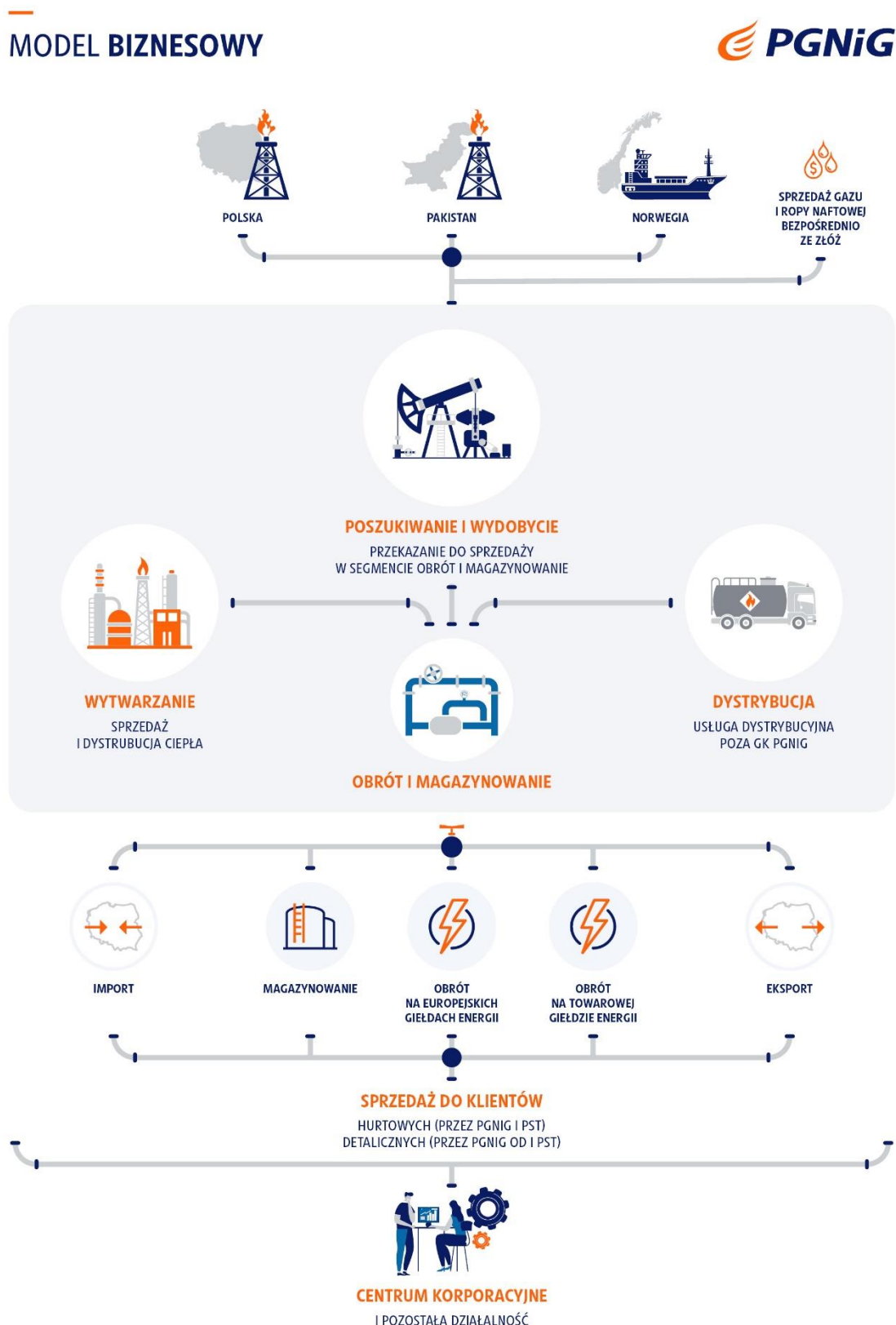
Wybrane dane finansowe GK PGNiG i PGNiG .....	2
Kalendarz wydarzeń w I półroczu 2022 r.....	3
Model biznesowy i organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG.....	6
1.1 Przedmiot działalności – model biznesowy .....	6
1.2 Organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG.....	7
1.3 Akcjonariat i akcje PGNiG na GPW .....	7
1.3.1 Struktura akcjonariatu.....	7
1.3.2 Kurs akcji PGNiG.....	7
1.3.3 Polityka dywidendy .....	8
2. Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG .....	9
2.1 Misja i wizja.....	9
2.2 Strategia GK PGNiG na lata 2017–2022 z perspektywą do 2026 r.....	9
2.2.1 Inwestycje w 2022 r.....	9
3. Otoczenie.....	13
3.1 Zmiany otoczenia GK PGNiG w I połowie 2022 r.....	13
3.1.1 Rynek gazu ziemnego .....	13
3.1.2 Rynek ropy naftowej.....	13
3.1.3 Zmiany prawne .....	13
3.1.4 Ocena wpływu zmian otoczenia w 2022 r. na działalność GK PGNiG.....	15
4. Działalność operacyjna w I półroczu 2022 r.....	16
4.1 Segment Poszukiwanie i Wydobywanie.....	16
4.1.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne .....	16
4.1.2 Działalność w Polsce.....	17
4.1.3 Działalność zagraniczna .....	18
4.1.4 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość .....	22
4.2 Segment Obrót i Magazynowanie .....	23
4.2.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne .....	23
4.2.2 Obszar działalności hurtowej.....	24
4.2.2.1 Działalność w Polsce.....	24
4.2.2.2 Działalność hurtowa za granicą .....	27
4.2.3 Obszar działalności detalicznej.....	28
4.2.4 Magazynowanie.....	31
4.3 Segment Dystrybucja .....	31
4.3.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne .....	31
4.3.2 Działalność w I półroczu 2022 r.....	32
4.3.3 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość .....	32
4.4 Segment Wytwarzanie .....	33
4.4.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne .....	34
4.4.2 Działalność w I półroczu 2022 r.....	34
4.4.3 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość .....	36
4.5 Pozostała działalność.....	36
4.5.1 Badania, rozwój i innowacje, Centrum Korporacyjne PGNiG .....	36
4.5.1.1 Działalność w I półroczu 2022 r.....	36
4.5.1.2 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość w obszarze badań, rozwoju i innowacji .....	40
5. Sytuacja finansowa GK PGNiG i PGNiG w I półroczu 2022 r.....	43
5.1 Sytuacja makroekonomiczna .....	43
5.1.1 Tendencje na rynku gazu ziemnego .....	43
5.1.2 Tendencje na rynku ropy naftowej.....	44
5.1.3 Średnie miesięczne temperatury .....	45
5.2 Sytuacja finansowa GK PGNiG w I półroczu 2022 r.....	45
5.2.1 Omówienie skonsolidowanego rachunku zysków i strat GK PGNiG.....	46
5.2.2 Omówienie wyników segmentów .....	48
5.2.3 Przewidywana sytuacja finansowa oraz tendencje na rynku kluczowych produktów .....	50
5.2.4 Publikacja prognoz wyników finansowych i operacyjnych .....	52
5.3 Sytuacja finansowa PGNiG w I półroczu 2022 r.....	53
6. Informacje pozostałe dotyczące Grupy Kapitałowej PGNiG .....	54

6.1	Organy zarządcze, nadzorujące i ich komitety w PGNiG .....	54
6.1.1	Zarząd .....	54
6.1.2	Rada Nadzorcza.....	54
6.2	Informacje o zawartych umowach przez spółki GK PGNiG.....	54
6.2.1	Istotne umowy dla działalności GK PGNiG.....	54
6.2.2	Istotne transakcje zawarte z podmiotami powiązanymi .....	55
6.3	Postępowania sądowe .....	55
6.5	Szczegółowy opis organizacji GK PGNiG oraz zmian w strukturze w I półroczu 2022 r. ....	58
6.5.1	Szczegółowa struktura organizacji GK PGNiG .....	58
6.5.2	Pozostałe powiązania organizacyjne i kapitałowe .....	59
6.5.3	Zmiany w strukturze GK PGNiG w I pół. 2022 r.....	59
6.7	Akcje własne PGNiG oraz akcje i udziały w jednostkach GK PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących...	60
6.8	Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego .....	60
7.	Oświadczenie Zarządu PGNiG i zatwierdzenie sprawozdania .....	63

# Model biznesowy i organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG

## 1.1 Przedmiot działalności – model biznesowy

Rysunek 1 Model biznesowy GK PGNiG



## 1.2 Organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG

Na 30 czerwca 2022 r. konsolidowane metodą pełną były spółki: PGNiG jako podmiot dominujący oraz 22 jednostki zależne. W skład PGNiG wchodzi: Oddział Obrotu Hurtowego, Oddział Geologii i Eksploatacji (Oddział w Sanoku, Oddział w Zielonej Górze, Oddział w Odolanowie), Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze, Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego oraz Oddziały zagraniczne (Oddział Operatorski w Pakistanie i Oddział w Zjednoczonych Emiratach Arabskich).

Rysunek 2 Wykaz jednostek GK PGNiG podlegających konsolidacji metodą pełną



## 1.3 Akcjonariat i akcje PGNiG na GPW

### 1.3.1 Struktura akcjonariatu

Na 30 czerwca 2022 r. kapitał zakładowy PGNiG wynosił ok. 5,78 mld zł.

Tabela 4 Struktura akcjonariatu na 30 czerwca 2022 r.

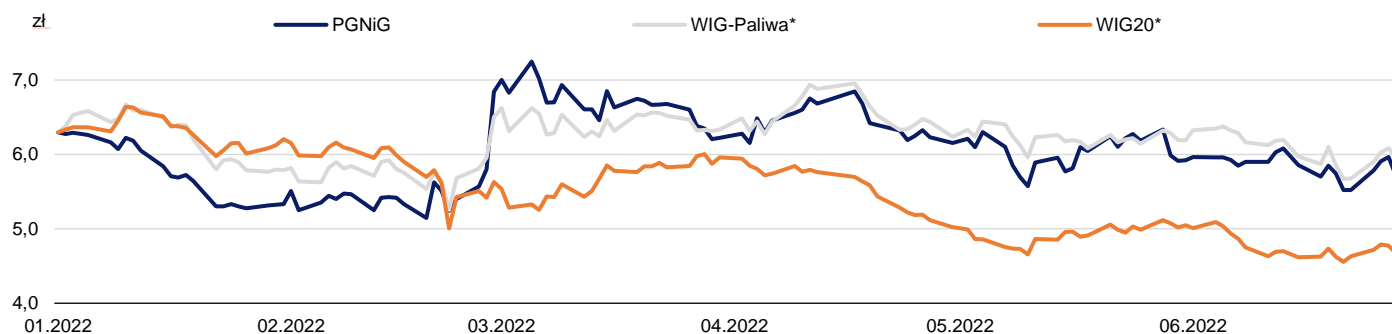
Akcjonariusze	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2021 r.	Udział w kapitale zakładowym / liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2021 r.	Zmiany w 2022 r.	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 30.06.2022 r.	Udział w kapitale zakładowym / liczbie głosów na WZA na dzień 30.06.2022 r.
Skarb Państwa	4 153 706 157	71,88%	-	4 153 706 157	71,88%
Pozostali	1 624 608 700	28,12%	-	1 624 608 700	28,12%
Razem	5 778 314 857	100,00%	-	5 778 314 857	100,00%

Akcje PGNiG oraz akcje i udziały w jednostkach powiązanych z PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących zostały opisane w punkcie 6.7.

### 1.3.2 Kurs akcji PGNiG

Akcje PGNiG od 23 września 2005 r. notowane są w systemie notowań ciągłych rynku podstawowego Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie. Cena emisyjna akcji w ofercie publicznej wyniosła 2,98 zł. W I półroczu 2022 r. akcje PGNiG wchodziły w skład indeksów: WIG, WIG20, WIG30, WIG-Poland, WIG-ESG, WIGdiv, a także indeksu sektorowego WIG-PALIWA i indeksu makrosektorowego WIG.MS-PET.

Wykres 1 Kurs akcji PGNiG oraz indeksów WIG20 i WIG Paliwa w I pół. 2022 r.



Źródło: GPW – Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie.  
\* relatywnie do ceny akcji PGNiG.

### 1.3.3 Polityka dywidendy

Strategia GK PGNiG na lata 2017-2022 przewiduje wypłatę do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy, przy czym Zarząd PGNiG, rekomendując wypłatę dywidendy, każdorazowo bierze pod uwagę bieżącą sytuację finansową GK PGNiG i jej plany inwestycyjne.

Tabela 5 Dywidenda z zysku netto za lata 2016-2021

	2021	2020	2019	2018	2017	2016
Dywidenda za rok obrotowy (w mld zł)	-	1,21	0,52	1,04	-	1,16
Dywidenda na akcję (w zł)	-	0,21	0,09	0,18	-	0,2
Średnia roczna cena akcji (w zł)	6,2	4,4	5,59	6,12	6,33	5,16
Stopa dywidendy*	-	4,77%	1,61%	2,94%	-	3,88%

\* Stopa dywidendy - dywidenda na jedną akcję dzielona przez średnią roczną cenę akcji.

Zarząd PGNiG 10 maja 2022 r. podjął decyzję o rekomendowaniu Walnemu Zgromadzeniu PGNiG, po uprzednim uzyskaniu oceny Rady Nadzorczej PGNiG, przeznaczenia całości zysku netto PGNiG za 2021 rok w kwocie 5.120.798.108,45 zł na zwiększenie kapitału zapasowego spółki. Decyzja Zarządu PGNiG została podjęta w związku z utrzymującą się od 2021 r. sytuacją na europejskich rynkach towarowych, tj. wyższymi cenami gazu i ich zwiększoną zmiennością w porównaniu do lat ubiegłych. Realizując strategiczne zadania związane z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego Polski, poprzez zabezpieczenie alternatywnych źródeł dostaw gazu do kraju po wstrzymaniu dostaw przez PAO Gazprom i OOO Gazprom export w ramach Kontraktu Jamalskiego, PGNiG zidentyfikował zwiększone zapotrzebowanie na kapitał obrotowy w 2022 r.

Zwyczajne Walne Zgromadzenie (ZWZ) PGNiG 22 czerwca 2022 r., zgodnie z rekomendacją Zarządu PGNiG, podjęło jednogłośnie decyzję o przeznaczeniu całości zysku netto za 2021 r. na zwiększenie kapitału zapasowego.



## 2. Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG

### 2.1 Misja i wizja

#### Misja

Jesteśmy zaufanym dostawcą energii dla domu i biznesu

**Zaufany:** nasi klienci polegają na wysokiej jakości i wiarygodności świadczonych usług

**Dostawca energii:** kompleksowo zaspokajamy potrzeby energetyczne klientów (gaz + prąd + ciepło + inne/usługi)

**Dom i biznes:** dbamy i cenimy wszystkich naszych klientów – gospodarstwa domowe, firmy i instytucje

#### Wizja

Odpowiedzialnie i efektywnie dostarczamy innowacyjne rozwiązania energetyczne

**Odpowiedzialnie:** działamy przejrzysto w oparciu o zasady odpowiedzialności społecznej

**Efektywnie:** jesteśmy zoptymalizowani procesowo i kosztowo

**Innowacyjne rozwiązania:** jesteśmy liderem innowacyjności w branży energetycznej

#### Cel nadrzędny

**Wzrost wartości:** naszą nadrzędną aspiracją jest kreowanie wartości dodanej dla naszych akcjonariuszy i klientów

**Stabilność finansowa:** dążymy do zapewnienia długoterminowej stabilności finansowej i wiarygodności kredytowej

### 2.2 Strategia GK PGNiG na lata 2017–2022 z perspektywą do 2026 r.

Strategia GK PGNiG na lata 2017-2022 z perspektywą do 2026 r. („Strategia”) została przyjęta przez Radę Nadzorczą PGNiG w dniu 13 marca 2017 r. Priorytetem Grupy jest zrównoważony rozwój organizacji poprzez inwestowanie w obszary działalności cechujące się relatywnie wysoką stopą zwrotu w stosunku do ryzyka inwestycyjnego (np. upstream), przy jednoczesnym zaangażowaniu w obszary regulowane, cechujące się znacznym bezpieczeństwem inwestycyjnym (dystrybucja gazu oraz elektroenergetyka i ciepłownictwo). GK PGNiG realizuje ambitny program inwestycyjny, który stanowić ma fundamenty dla długoterminowego i stabilnego wzrostu wartości.

#### 2.2.1 Inwestycje w 2022 r.

W 2022 r. GK PGNiG zamierza utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną, w tym głównie na realizację projektów w zakresie utrzymania zdolności wydobywczych, działalności związanej z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz budowy sektora elektroenergetycznego.

#### Poszukiwanie i Wydobywanie

PGNiG realizując cel strategiczny, jakim jest zwiększenie łącznego poziomu wydobycia, w 2022 r. kontynuować będzie podłączanie oraz zagospodarowanie odwiertów w Polsce w Oddziałach w Zielonej Górze i Sanoku. Prognozowane wydobycie w Polsce w 2022 r. to 3,7 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy, podobnie jak w 2021 r.), natomiast ropy naftowej wraz z kondensatem: 0,6 mln ton.

PGNiG za pośrednictwem swojej spółki zależnej PGNiG Upstream Norway („PGNiG UN”) planuje prowadzić działania zmierzające do zapewnienia stabilnych, przewidywalnych i długoterminowych dostaw gazu do Polski. Obejmują one zarówno wsparcie przy budowie infrastruktury umożliwiającej fizyczne sprowadzenie norweskiego gazu do Polski, jak i potencjalne akwizycje aktywów produkcyjnych i/lub przedprodukcyjnych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

W maju 2022 r. PGNiG UN podpisał z Wellesley Petroleum umowę kupna 40% udziałów w koncesji PL942, obejmującej złożo gazowe Ørn na Morzu Norweskim. Eksploatacja tego złoża zapewni PGNiG dodatkowe 0,25 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie od 2026 r.

Udokumentowane zasoby wydobywalne tego złoża wynoszą ok. 6,75 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, 0,17 mln ton ropy naftowej oraz 0,79 mln ton NGL. Ørn zlokalizowany jest ok. 20 km od złoża Skarv, w którym PGNiG UN również posiada udziały. Pozwoli to wykorzystać istniejącą już infrastrukturę wydobywczą, w tym pływającą jednostkę produkcyjno-magazynującą Skarv FPSO, aby skrócić czas i zmniejszyć koszty uruchomienia produkcji. Na koniec czerwca 2022 r. Spółka oczekiwała na zgodę władz norweskich na finalizację transakcji. Finalizacja ta spodziewana jest na koniec sierpnia 2022 r.

Ponadto spółka aktywnie poszukuje kolejnych celów akwizycyjnych, ukierunkowanych na dalszy wzrost produkcji własnego gazu w Norwegii.

PUN będzie kontynuować wydobycie węglowodorów jako partner ze złóż Skarv, Ærfugl, Ærfugl Nord, Morvin, Vilje, Vale, Gina Krog, Skogul, Kvitebjørn, Ormen Lange, Alve, Marulk, Duva, Tambar Øst i Valemon, jak również zagospodarowanie złoża Tommeliten Alpha oraz realizację Trzeciej Fazy zagospodarowania złoża Ormen Lange. Trwa także faza przygotowania koncepcji zagospodarowania złóż Shrek, Alve Nord, Fogelberg, King Lear, Alve Nord East i Gjok, dla których podjęcie decyzji inwestycyjnej planowane jest na drugą połowę 2022 r.

PGNiG realizuje swoje prace poszukiwawczo-wydobywcze w Pakistanie. Eksploatacja ze złóż Rehman i Rizq prowadzona jest za pomocą kopalni na złożu Rehman. W ramach prowadzanego zagospodarowania złóż, wykonano otwór Rizq-4 oraz Rehman-8. Otwór Rizq-4 jest na etapie oczyszczania po zabiegu szczelinowania. Otwór Rehman-8 ze względu na problemy techniczne podczas wiercenia, został czasowo zabezpieczony, wznowienie wiercenia jest przewidziane w 2023 r.

W ramach kontynuacji prac poszukiwawczych na koncesji Kirthar w IV kwartale 2022 r., planowane jest rozpoczęcie wiercenia otworu poszukiwawczego Rayyan-1. Trwają prace nad przetwarzaniem danych sejsmicznych i interpretacją dla struktury poszukiwawczej W2. Natomiast na koncesji Musakhel w 2022 r. prowadzone są prace projektowe i przygotowawcze do akwizycji sejsmiki.

W 2023 r., w ramach prac rozpoznawczo – eksploatacyjnych zaplanowano ukończenie wiercenia otworu Rehman-8, oraz podłączenie go do produkcji, w ramach prac poszukiwawczych natomiast zaplanowano ukończenie odwiertu Rayyan-1. Równolegle do prac wiertniczych, Oddział prowadzić będzie prace związane z rozbudową i utrzymaniem mocy instalacji wydobywczych.

W 2023 r. na koncesji Musakhel przewidziane jest rozpoczęcie prac sejsmicznych, które pozwolą podjąć decyzję o wierceniu pierwszego otworu poszukiwawczego. Równolegle do prac na koncesjach Kirthar i Musakhel, prowadzone są działania mające na celu identyfikację i ewentualną akwizycję kolejnych atrakcyjnych aktywów w Pakistanie.

## Obrót i magazynowanie

W obrocie hurtowym PGNiG posiada zabezpieczone w perspektywie długoterminowej moce regazyfikacyjne i przesyłowe pozwalające na pokrycie zapotrzebowania na import ze strony polskiego rynku hurtowego. Niezależnie od zaprzestania realizacji dostaw w ramach kontraktu jamalskiego przez Gazprom, Spółka realizuje import w oparciu o zdywersyfikowane portfolio kontraktów zakupowych. PGNiG współpracuje również ze spółkami GK PGNiG aktywnymi na europejskim rynku hurtowym i LNG oraz rozwijającymi pozycję Grupy jako producenta gazu na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Niezależnie od ograniczeń dostaw i wzrostów cen na rynku energetycznym, które nastąpiły w I półroczu 2022 r., GK PGNiG będzie kontynuowała rozwój działalności w szczególności w handlu LNG, realizacji dostaw z obszaru Morza Północnego i Norweskiego oraz handlu gazem na rynkach Europy Środkowo-Wschodniej.

Dla osiągnięcia celów strategicznych, a także sprostania wymogom jakie niesie dynamiczna sytuacja na rynku gazu PGNiG Obrót Detaliczny („PGNiG OD”) realizuje szereg działań operacyjnych oraz przedsięwzięć projektowych, nakierowanych na utrzymanie i podnoszenie skuteczności oraz wydajności procesów kluczowych dla obsługi jej odbiorców.

PGNiG OD kontynuuje inicjatywy wpływające na podniesienie efektywności procesów sprzedaży i obsługi klientów – wdrożenie centralnego systemu billingowego, rozwój CRM i Contact Center, rozwój narzędzi zdalnej obsługi klienta, rozwój oferowanych produktów, np.: sprzedaż rozwiązań ubezpieczeniowych, kontynuacja projektu Stop Smog, którego zakres w 2022 r. obejmuje m.in. dostosowanie do zmieniającej się sytuacji na rynku gazu ziemnego oraz poszerzenie współpracy ze spółką z GK PGNiG w zakresie PV i rozwiązań dla ogrzewania domów. U uruchomiono sprzedaż urządzeń grzewczych (kotły gazowe), a w II kwartale 2022 r. uruchomiono również program dofinansowań do wymiany urządzeń służących do celów grzewczych lub przygotowywania ciepłej wody użytkowej, skierowany do konsumentów mieszkających w budynkach jednorodzinnych.

Dodatkowo w 2022 r. PGNiG OD będzie zaangażowana w szeroko zakrojone działania związane z tarczą antyinflacyjną oraz dedykowanymi rozwiązaniami służącymi ochronie wybranych grup odbiorców paliw gazowych. Działania te stanowiły priorytet realizacyjny w I połowie 2022 r., m.in. w zakresie dostosowania wewnętrznych procedur i procesów oraz narzędzi, dla sprostania nowym wymogom rozliczeniowym i raportowym.

W obszarze magazynowania po oddaniu do eksploatacji 5 komór zgrupowanych w klastrze B pod koniec 2021 r., w KPMG Kosakowo jest aktywnych 10 komór magazynowych o pojemności czynnej 299,7 mln m<sup>3</sup>. Gas Storage Poland („GSP”) planuje rozszerzyć działalność w obszarze magazynowania, w szczególności energii (w postaci wodoru), wodoru, biometanu, sprężonego powietrza i paliw płynnych w celu poszerzenia swojej bazy klientów i zagwarantowania nowych źródeł przychodów. Ponadto w 2022 r. będzie kontynuowana nowa usługa w ramach działalności nieregulowanej związana z obsługą instalacji osuszania gazu w Mikanowie.

W obszarze magazynowania w I połowie 2022 r. kontynuowano prace przy projekcie H2020 związanym z budową instalacji dla podziemnego magazynowania wodoru w lokalizacji KPMG Mogilno oraz KPMG Kosakowo. Pojęto decyzję o kontynuowaniu prac przy projekcie pn. „Budowa Wielkoskalowego Magazynu Energii Mogilno”. Głównym celem projektu jest uzyskanie pojemności magazynowych dla metanu oraz dla odnawialnych i niskoemisyjnych paliw gazowych, tj. biometanu, wodoru i sprężonego powietrza, poprzez budowę wielkoskalowego magazynu energii, która wychodzi naprzeciw wyzwaniom związanym z procesem transformacji energetycznej.

## Dystrybucja

W perspektywie krótkoterminowej Polska Spółka Gazownictwa („PSG”) podejmuje działania, które poprzez budowę sieci gazowej i przyłączanie odbiorców końcowych (przede wszystkim w ramach „zagęszczania sieci”, czyli przyłączenia do istniejącej sieci gazowej) wpisuje się w działania „walki ze smogiem”. Równolegle PSG bierze udział w kampanii pt. „Przyłącz się, bo liczy się każdy oddech”.

W ujęciu średnioterminowym PSG podejmuje działania związane z przebudową, modernizacją i budową nowej sieci gazowej celem zachowania bezpieczeństwa i ciągłości dostaw paliwa gazowego oraz długoterminowej przepustowości dla możliwości przyłączeń nowych odbiorców przemysłowych, w tym w szczególności ciepłownictwa zawodowego poniżej 50 MW.

Spółka dostrzega potencjał biznesowy związany z rozwojem rynku nowych produktów gazowych ze źródeł odnawialnych i docelową wielkością transportowanych wolumenów tych gazów, które mogą kompensować (w stopniu zależnym od czynników ekonomicznych i regulacyjnych), zmniejszające się znaczenie energetyczne gazu ziemnego w gospodarce „Zielonego Ładu”. Dlatego PSG na bieżąco analizuje przedsięwzięcia B+R+I dotyczące badań wpływu domieszek wodoru i biometanu na zachowanie instalacji sieciowej oraz optymalizacji zarządzania infrastrukturą gazową, umożliwiające bezpieczny oraz efektywny transport tych „zielonych gazów” siecią dystrybucyjną będącą w eksploatacji Spółki.

W I połowie 2022 r. w PSG zakończone zostały wieloaspektowe analizy prowadzone w formule projektowej, obejmujące zakresem m.in. zagadnienia techniczne koncepcji przyłączenia biometanowni do sieci dystrybucyjnej, wpływu na taryfę, metodykę oceny opłacalności ekonomicznej przyłączenia źródeł paliw gazowych do sieci w przypadku zmiany paliwa z nieodnawialnego na odnawialne, w wyniku których opracowane zostały dwa preferowane warianty przyłączenia biometanowni do dystrybucyjnej sieci gazowej (do średniego ciśnienia i do wysokiego ciśnienia).

Mając na uwadze długofalową politykę Unii Europejskiej, tzw. Europejski Zielony Ład, zakładającą osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. oraz priorytet w wytwarzaniu energii z Odnawialnych Źródeł Energii (OZE), PSG będzie kontynuować dalsze analizy zagadnień dotyczących poszerzenia funkcjonalności infrastruktury gazowej o zdolność do transportu gazu ziemnego z domieszką innych gazów.

Ponadto, PSG angażuje się we współpracę z GK PGNiG i podmiotami z sektora paliwowego, celem wypracowania modelu biznesowego, który z uwzględnieniem warunków rynkowych i polityki państwa, pozwoli na rozwój infrastruktury paliw alternatywnych i stworzy warunki dające możliwość zaoferowania użytkownikom pojazdów odpowiedniej oferty tankowania sprężonym gazem CNG.

W trakcie realizacji są 23 stacje tankowania CNG, w tym 2 stacje LCNG. Do końca czerwca 2022 r. dokonano 21 odbiorów technicznych stacji CNG, w tym 2 stacji LCNG. Jednocześnie dokonano 7 Odbiorów Końcowych stacji tankowania CNG, w tym 2 stacji LCNG.

## Wytwarzanie

W I półroczu 2022 r. nakłady inwestycyjne w PGNiG TERMIKA zostały poniesione głównie na modernizację i budowę jednostek wytwórczych. Zakończono główne prace montażowe i budowlane oraz rozpoczęto prace wynikające z budowy infrastruktury gazowej dla kotłowni szczytowej EC Żerań, uzyskano decyzję o pozwolenie na budowę kotłowni gazowo-olejowej w EC Pruszków oraz złożono wnioski o wydanie decyzji o pozwolenie na budowę maszynowni silników gazowych w EC Pruszków. W minionym okresie w ramach dostosowania Ciepłowni (C) Kawęczyn do BAT uzyskano ostateczną decyzję warunków zabudowy i złożono w urzędach wnioski o uzyskanie pozwolenia na budowę. Przyjęto również koncepcję na budowę kotłowni gazowej (KG2) w C Kawęczyn. Jednocześnie trwa realizacja budowy gazociągu do C Kawęczyn. Całość realizowana jest w oparciu o Ustawę z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu.

PGNiG TERMIKA będzie kontynuować realizację projektów strategicznych oraz aktywnie poszukiwać projektów akwizycyjnych w obszarze elektroenergetyki i ciepłownictwa. Spółka zamierza istotnie zwiększyć wolumen sprzedaży energii elektrycznej poprzez realizację inwestycji ukierunkowanych na budowę nowych, efektywnych kosztowo mocy wytwórczych oraz modernizację istniejących źródeł przy zastosowaniu niskoemisyjnych technologii.

W 2022 r. Spółka będzie kontynuowała prace związane z realizacją inwestycji, m.in.: budowy kotłowni szczytowej etap II w EC Żerań, przygotowanie budowy bloku gazowo-parowego w EC Siekierki.

Planowane nakłady inwestycyjne w obszarze nakładów środowiskowych obejmą w 2022 r. m.in: dostosowanie C Kawęczyn do konkluzji BAT, modernizację EC Pruszków, modernizację absorbera 1 i 2 w EC Siekierki oraz program wyciszenia zakładów i modernizację instalacji kanalizacji sanitarnej.

Prowadzone będą również działania rozszerzające obszar działalności spółki oraz projekty B+R+I, dotyczące wykorzystania wodoru w energetyce, budowę akumulatorów ciepła i energii elektrycznej, zwiększenia wykorzystania odnawialnych źródeł energii w jednostkach wytwórczych oraz zastosowania technologii Power-to-Heat, czyli technologie przetwarzające energię elektryczną na ciepło (kotły elektrodowe, pompy ciepła) oraz wykorzystanie ciepła odpadowego, zarówno w zakładach wytwórczych, jak i poza nimi. Wszystkie te projekty i technologie zostaną ocenione, opisane i wypracowane jako koncepcje projektów inwestycyjnych w ramach Projektu „PR40+”.

## Inne projekty rozwojowe

W I półroczu 2022 r. kontynuowano prace projektowe w ramach zainicjowanego w 2020 r. Programu Wodorowego „Hydrogen – a Clean Fuel for the Future. Budowanie kompetencji wodorowych w GK PGNiG”. Celem Programu jest weryfikacja i rozpoczęcie implementacji (pilotaże / demonstracje) technologii wodorowych w poszczególnych obszarach działalności GK PGNiG, w tym przede wszystkim: dystrybucji, magazynowaniu wielkoskalowym i produkcji.

Kolejny projekt, który był kontynuowany w I połowie roku to InGrid, P2G, którego celem jest testowanie możliwości wtłoczenia wodoru do istniejących sieci gazowniczych i użycia ich przez odbiorniki końcowe. Wykonanie pierwszej w Polsce demonstracyjnej instalacji typu Power to Gas pozwoli na produkcję zielonego wodoru w procesie elektrolizy, ale również umożliwi pracę wyspą wspartą magazynem energii oraz produkcją wodoru z wykorzystaniem energii z sieci elektroenergetycznej.

W I połowie 2022 r. przedsięwzięcie dotyczące wielkoskalowych kawernowych magazynów energii aplikujące do mechanizmu IPCEI (ang. Important Projects of Common European Interest – projekty będące przedmiotem wspólnego europejskiego zainteresowania), otrzymało pozytywną decyzję pre-notyfikacyjną i zostało przekazane do Komisji Europejskiej w celu uzyskania notyfikacji – ostatecznej decyzji o możliwości otrzymania współfinansowania ze środków publicznych. Celem przedsięwzięcia jest budowa podziemnych magazynów wodoru z wykorzystaniem kawern solnych w Kosakowie i Mogilnie.

Rozpoczęto również fazę realizacji projektu Blue H2, którego celem jest opracowanie technologii produkcji niebieskiego wodoru (w parametrach odpowiadających wymaganiom transportowym) na bazie reformingu gazu ziemnego zintegrowanego z instalacją wychwytu CO<sub>2</sub> – dostosowywanego do parametrów produktu rynkowego oraz umożliwiającego jego magazynowanie. Produktem projektu ma być technologia umożliwiająca lokalną produkcję wodoru do celów przemysłowych, z zachowaniem neutralności klimatycznej – dzięki sekwestracji CO<sub>2</sub> w celu dalszego użycia lub zmagazynowania.

W II połowie 2022 r. podejmowane będą kolejne działania związane z rozwojem GK PGNiG w zakresie technologii wodorowych, a także kontynuacja prac w zakresie digitalizacji biznesu oraz zastosowania nowych rozwiązań w działalności podstawowej PGNiG, zwłaszcza w obszarze poszukiwania i wydobywania oraz magazynowania. Priorytetem będzie realizacja rozpoczętych projektów B+R+I i przekazanie do komercjalizacji kolejnych produktów. Równolegle stale będą analizowane nowe obszary biznesu, które mogą zwiększyć konkurencyjność spółek oraz wzmocnić ich pozycję rynkową. Sukcesywnie będą także identyfikowane i rozwijane nowe przedsięwzięcia w kluczowych obszarach rozwoju: Odnawialnych Źródeł Energii (m.in. rozwój oferty fotowoltaicznej i budowa własnego portfela OZE), paliw alternatywnych, efektywności energetycznej.

## 3. Otoczenie

### 3.1 Zmiany otoczenia GK PGNiG w I połowie 2022 r.

#### 3.1.1 Rynek gazu ziemnego

W I półroczu 2022 r. na europejskim rynku gazu miały miejsce bardzo dynamiczne zmiany cen. Już II połowa 2021 r. charakteryzowała się stopniowym wzrostem ceny spot TTF, co wynikało z napiętej sytuacji podaży-popytu i obaw o niedobory gazu zimą. Niskie stany magazynowe po zimie 2020/21 i malejąca produkcja gazu w Europie, oraz – przede wszystkim – niższe przepływy gazu z kierunku rosyjskiego, sprawiły, że w grudniu 2021 roku cena spot TTF osiągnęła rekordowy poziom – 183 EUR/MWh (notowanie z dnia 21 grudnia 2022 r.). Tak istotny wzrost cen spowodował skierowanie do Europy większej liczby ładunków LNG, a w połączeniu z relatywnie łagodną zimą podaż gazu w Europie zaczęła się odbudowywać. W efekcie, na przełomie roku 2021/22 po długim okresie wzrostów ceny spadły, a poziom ich zmienności zmniejszył się. W okresie 1 stycznia – 23 lutego 2022 r. średnia cena spot na rynku TTF wyniosła 80,7 EUR/MWh.

Od momentu inwazji Federacji Rosyjskiej na Ukrainę w dniu 24 lutego 2022 r. ceny gazu na europejskich giełdach energii ponownie wzrosły powyżej poziomu 120 EUR/MWh. Kolejny, rekordowy poziom cen na rynku spot odnotowano 7 marca 2022 r.: 216 EUR/MWh. W połowie marca 2022 r. ceny powróciły do poziomu poniżej 100 EUR/MWh, za sprawą utrzymania dostaw gazu z Rosji do krajów Unii Europejskiej i zwiększonego wolumenu LNG. Na rynku kontraktów terminowych ceny na gaz na holenderskiej giełdzie TTF z dostawą na kolejne okresy nie notowały gwałtownych skoków, jednak trend był niezmiennie wzrostowy. W grudniu 2021 r. średnie ceny kontraktu na dostawy w 2023 r. (Y-23) wynosiły 45 EUR/MWh, natomiast tuż po inwazji Rosji na Ukrainę jego ceny sięgnęły 85 EUR/MWh (notowanie z dnia 7 marca 2022 r.).

W związku z inwazją Federacji Rosyjskiej na Ukrainę, kraje Unii Europejskiej oraz m.in. Stany Zjednoczone nałożyły na Rosję szereg sankcji. Rosja w ramach działań odwetowych wyraziła oczekiwanie, aby płatności za gaz ziemny dostarczany do krajów „nieprzyjaznych Federacji Rosyjskiej” (w tym z Polski) poczynione od dnia 1 kwietnia 2022 r. dokonywane były zgodnie z wymogami Dekretu nr 172 Prezydenta Federacji Rosyjskiej tj. w rublach rosyjskich z wykorzystaniem rachunków rozliczeniowych w Federacji Rosyjskiej. PGNiG podjęło decyzję o kontynuacji dokonywania rozliczeń zgodnie z obowiązującymi warunkami umów handlowych. W następstwie dostawca – Gazprom – całkowicie wstrzymał realizację zamówień PGNiG, podobnie jak względem innych odbiorców z państw takich jak Bułgaria, Finlandia, Dania, Holandia. W konsekwencji wstrzymania dostaw do PGNiG, Spółka pozostaje w sporze z dostawcą dot. wstrzymania realizacji zamówień PGNiG i związanych z tym skutków kontraktowych, jak również narażona jest na koszty związane z koniecznością kontraktacji zastępczych wolumenów paliwa gazowego.

Na początku II kwartału 2022 r. ceny gazu spot na giełdach TTF i THE poruszały się w trendzie spadkowym, z poziomu ok. 125 EUR/MWh na początku kwietnia do ok. 81 EUR/MWh 14 czerwca 2022 r., kiedy to w następstwie awarii amerykańskiego terminala eksportowego US Freeport LNG oraz zapowiedzi ograniczenia przesyłu gazu z Rosji do Niemiec przez Nord Stream 1 do 60% jego nominalnej przepustowości, ceny gazu na rynku europejskim zaczęły wzrastać. Na 30 czerwca 2022 r. cena spot gazu na giełdach TTF i THE wyniosła ponad 144 EUR/MWh, a kontraktu Y-23 wyniosła ponad 106 EUR/MWh.

Od początku II półrocza 2022 r. odnotowywane jest dalsze zmniejszenie podaży gazu z Rosji w Europie, wynikające m.in. z ograniczenia przesyłu gazu z terytorium Federacji Rosyjskiej do Niemiec za pośrednictwem gazociągu Nord Stream 1 (wstrzymanie dostaw w wyniku prac technicznych w okresie od 11 do 21 lipca 2022 r. i ich ponowne wzniesienie, lecz na poziomie 40% przepustowości), zaprzestania dostaw za pośrednictwem gazociągu jamalskiego i obniżenia tranzytu przez terytorium Ukrainy. Ceny gazu spot na rynkach TTF i THE osiągnęły 28 lipca 2022 r. rekordowy poziom ok. 200 EUR/MWh, natomiast ceny kontraktu z dostawą w 2023 r. kwotowane były w przedziale 150-154 EUR/MWh. W rezultacie wzrostu cen na rynku bieżącym i terminowym obserwuje się zwiększone zapotrzebowanie podmiotów sektora obrotu gazem na kapitał obrotowy oraz ryzyko pogłębienia niedopasowania cen taryfowych względem kosztów pozyskania gazu.

#### 3.1.2 Rynek ropy naftowej

Sytuacja związana z konfliktem zbrojnym w Ukrainie miała bezpośredni wpływ na nagły wzrost cen surowców i znaczące zawirowania m.in. na rynku węglowodorów. Ze względu na globalne znaczenie ropy naftowej jako czynnika produkcji dla gospodarki, w pierwszej kolejności podnoszone są jej ceny. Od 24 lutego do 8 marca 2022 r. jej wycena wzrosła o 36% (z 95 do 129 USD/bbl). Całkowite embargo na rosyjską ropę nałożyły już Stany Zjednoczone, Wielka Brytania oraz Kanada. Część krajów Unii Europejskiej (w tym Polska) również zadeklarowała gotowość do natychmiastowego zatrzymania dostaw surowców z Rosji. W dniu 2 czerwca 2022 r. Unia Europejska przyjęła tzw. szósty pakiet sankcji obejmujący m.in. częściowe embargo na import ropy z Rosji drogą morską.

W odpowiedzi na agresję Rosji na Ukrainę, na Rosję został nałożony szereg sankcji gospodarczych, w konsekwencji czego kupujący obawiają się ograniczenia lub całkowitego odcięcia dostaw gazu wraz z eskalacją konfliktu. W związku z niepewną sytuacją podaży w najbliższych okresach należy spodziewać się dalszych gwałtownych zmian cen na giełdach.

#### 3.1.3 Zmiany prawne

W dniu 10 grudnia 2021 r. oraz 29 stycznia 2022 r. weszły w życie akty prawne, które umożliwiły ochronę niektórych kategorii odbiorców końcowych przed istotnymi wzrostami cen paliwa gazowego, wywołanymi kumulacją wielu czynników rynkowych, w tym zakłóceń powodowanych przez dominującego dostawcę do UE. Ustawa z dnia 7 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy Prawo

energetyczne wprowadziła możliwość skorzystania przez sprzedawców paliwa gazowego do odbiorców w gospodarstwach domowych z mechanizmu ujęcia w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE tylko części kosztów zakupu paliwa gazowego, umożliwiając jednocześnie odzyskanie faktycznych kosztów w ciągu kolejnych trzech lat od zakończenia obowiązywania taryfy zatwierdzonej na podstawie tych przepisów. Z mechanizmu tego skorzystała spółka PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o., której taryfa obowiązywać będzie do końca 2022 r.

Ustawa z dnia 26 stycznia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców paliw gazowych w związku z sytuacją na rynku gazu zakłada wprowadzenie następujących mechanizmów:

a) Wprowadzenie mechanizmu rekompensat dla sprzedawców gazu ziemnego:

- Rekompensaty w odniesieniu do gospodarstw domowych stanowią pokrycie różnicy pomiędzy faktycznymi kosztami dostawy gazu do odbiorców rozliczających się według taryfy a przychodami uzyskiwanymi na podstawie cen taryfowych, a dla pozostałych odbiorców wrażliwych różnicę pomiędzy ceną stosowaną w dniu 1 stycznia 2022 roku a ceną taryfową.
- Rekompensaty są rozliczane przez Zarządcę Rozliczeń S.A. (analogicznie jak w przypadku rekompensat w zakresie energii elektrycznej), a środki na ich finansowanie pochodzą ze sprzedaży uprawnień do emisji dwutlenku węgla oraz Funduszu Przeciwdziałania COVID-19.

W I półroczu 2022 r. z tytułu rekompensat PGNiG OD rozpoznało 2,964 mld zł przychodów. Mechanizm rekompensat obowiązuje przez cały 2022 r., przy czym przewidywany w ustawie fundusz na ten cel wynosi 10 mld zł.

b) Rozszerzenie katalogu podmiotów objętych ochroną taryfową:

- Do dnia 31 grudnia 2023 r. ochroną taryfową zostaną objęci odbiorcy realizujący zadania z zakresu użyteczności publicznej (szpitale, szkoły, żłobki, przedszkola, noclegownie, itp.).
- Doprecyzowany został również zakres ochrony taryfowej dla odbiorców zapewniających paliwo gazowe (bądź produkowane z niego ciepło) odbiorcom w gospodarstwach domowych w budynkach wielorodzinnych (spółdzielnie, wspólnoty, inne podmioty zbiorowe).

W dniu 15 lipca rządowy projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia bezpieczeństwa gazowego państwa w związku z sytuacją na rynku gazu. Dotyczy on m. in. wydłużenia okresu, w którym obowiązkowe zapasy gazu ziemnego powinny zostać dostarczone do systemu gazowego, przedłużenia ochrony taryfowej odbiorców domowych i strategicznych instytucji pożytku publicznego, takich jak np. szpitale, szkoły i przedszkola do 2027 r.

c) możliwość świadczenia tzw. usługi biletowej również przez Rządową Agencję Rezerw Strategicznych:

- Funkcjonuje ono równolegle do obecnych sposobów utrzymywania zapasów (samodzielne czy poprzez usługę świadczoną przez inne przedsiębiorstwa energetyczne, np. PGNiG).
- Zawarcie umowy na świadczenie usługi biletowej z RARS będzie wiązało się z przeniesieniem na rzecz Skarbu Państwa, za wynagrodzeniem, dotychczasowych zapasów i związanych z nimi pojemności magazynowych.

W dniu 18 marca 2022 r. PGNiG zawarło umowę w przedmiocie zlecenia Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych wykonywania zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na okres od 18 marca 2022 r. do 30 września 2022 roku z możliwością przedłużenia do 30 września 2023 r. Zgodnie z Umową PGNiG dokonało sprzedaży 10 063 104 MWh gazu ziemnego stanowiącego zapas obowiązkowy o wartości 5,955 mld zł.

d) Wprowadzenie gwarancji Skarbu Państwa dla przedsiębiorstw energetycznych:

- Możliwość gwarantowania przez Skarb Państwa kredytów lub emisji obligacji w celu zagwarantowania ciągłości świadczenia usługi kompleksowej gospodarstwom domowym przez sprzedawcę z urzędu paliw gazowych (PGNiG OD) oraz dostaw gazu ziemnego do kraju przez PGNiG.

W dniu 28 lipca 2022 r. PGNiG zawarło z Bankiem Polska Kasa Opieki S.A., a 16 sierpnia 2022 r. z Bankiem Gospodarstwa Krajowego, umowy kredytowe do kwoty 4,8 mld złotych każda, na okres 24 miesięcy od daty zawarcia. Obie umowy kredytu objęte są gwarancjami Skarbu Państwa. W dniu 5 sierpnia 2022 r. sejm przyjął senackie poprawki do ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia bezpieczeństwa gazowego państwa w związku z sytuacją na rynku gazu – dotyczyło to m.in. zwiększenia łącznej kwoty możliwych gwarancji Skarbu Państwa (do 55 mld zł) na zobowiązania z tytułu obligacji lub kredytów zaciąganych przez przedsiębiorstwa energetyczne.

e) Zmiany w zakresie sposobów wnoszenia zabezpieczeń niepieniężnych przez członków IRGiT:

- Wydłużenie oraz pogłębienie tymczasowych rozwiązań dot. zasad wnoszenia zabezpieczeń niepieniężnych do dnia 31 marca 2023 r. (obecnie do 30 czerwca 2022 r.).

f) Możliwość udzielania przez Skarb Państwa pożyczek przedsiębiorstwom energetycznym:

- Rozwiązanie umożliwia udzielanie przez Skarb Państwa pożyczek sprzedawcy z urzędu paliw gazowych, o których mowa w art. 62c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (tj. PGNiG OD) w celu pozyskania środków na zagwarantowanie ciągłości sprzedaży paliw do odbiorców w gospodarstwach domowych (m.in. na bilansowanie, zakup oraz rozliczenie zakupionego paliwa gazowego) oraz podmiotowi realizującemu obbligo gazowe (PGNiG S.A.) w celu zagwarantowania dostaw gazu

ziemnego do kraju (m.in. na zakup i rozliczanie paliw gazowych, usług przesyłania, magazynowania, dystrybucji czy magazynowania paliw gazowych).

- Łączna wartość pożyczek nie może przekroczyć 20 mld zł. Minister właściwy do spraw aktywów państwowych określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy sposób postępowania w zakresie udzielania pożyczek.

### 3.1.4 Ocena wpływu zmian otoczenia w 2022 r. na działalność GK PGNiG

Bezprecedensowe wzrosty cen surowców obserwowane od września 2021 r. oraz poziom zatwierdzonych taryf na okres IV kwartału 2021 i 2022 r., przekładają się na wzrost zapotrzebowania spółek z GK PGNiG na środki pieniężne wynikające ze zwiększonych poziomów zobowiązań za zakup gazu, konieczności utrzymywania wysokiego poziomu zapasu gazu w podziemnych magazynach gazu oraz wyższej wartości koniecznych depozytów zabezpieczających dla transakcji giełdowych i finansowych związanych z obrotem paliwem gazowym.

W grudniu 2021 r. PGNiG zawarło 3 nowe umowy kredytowe z Bankiem Gospodarstwa Krajowego, PKO Bankiem Polskim S.A. i CaixaBank S.A. Oddział w Polsce, zwiększające możliwości pozyskania finansowania krótkoterminowego na okres 9 miesięcy o łączną kwotę 2,7 miliardów złotych. Spółka zawarła kolejne umowy kredytów krótkoterminowych: w styczniu 2022 r. na 750 mln zł z bankiem Societe Generale SA Oddział w Polsce oraz w lutym 2022 r. z konsorcjum banków Bank of China Limited działającego poprzez Bank of China Limited Luxembourg Branch i Bank of China (Europe) S.A. działającego poprzez Bank of China (Europe) S.A. Oddział w Polsce na kwotę 1,2 mld zł, z Deutsche Bank Polska S.A. na kwotę 400 mln zł i Credit Agricole Bank Polska S.A. na kwotę 200 mln zł. 30 czerwca 2022 r. zawarto umowę kredytową z podmiotami grupy finansowej Sumitomo Mitsui Banking Corporation kredytu do kwoty 170 milionów euro na okres 9 miesięcy począwszy od dnia zawarcia umowy.

W dniu 28 lipca 2022 r. PGNiG zawarło umowę kredytową z Bankiem Polska Kasa Opieki S.A. do kwoty 4,8 mld złotych na okres 24 miesięcy od daty podpisania umowy kredytowej, korzystając z gwarancji Skarbu Państwa – mechanizmu przewidzianego w art. 14 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 26 stycznia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców paliw gazowych w związku z sytuacją na rynku gazu („Specustawa gazowa”). W dniu 16 sierpnia zawarto umowę kredytową objętą gwarancjami Skarbu Państwa z Bankiem Gospodarstwa Krajowego – do kwoty 4,8 mld zł w okresie 24 miesięcy od podpisania umowy.

W wyniku powyższych działań na dzień sprawozdania PGNiG dysponuje źródłami finansowania na łączną kwotę ok. 25,6 mld zł.

Spółka monitoruje otoczenie cenowe oraz regulacyjne i będzie podejmować dalsze działania w kierunku zwiększenia dostępnych źródeł finansowania, w tym dalszego korzystania z finansowania w oparciu o gwarancje Skarbu Państwa i innych form wsparcia finansowania kapitału obrotowego w oparciu o rozwiązania przewidziane w Specustawie gazowej. Wyniki finansowe i płynność GK PGNiG będzie uzależniona od kształtowania się cen surowców, na poziom których silnie wpływa zmniejszona podaż paliwa gazowego w Europie i zmiany zakresu sankcji nakładanych na Federację Rosyjską.

PGNiG na bieżąco monitoruje również sytuację w zakresie realizacji dostaw gazu ziemnego do polskiego systemu przesyłowego. W efekcie wstrzymania dostaw w ramach kontraktu jamalskiego, Grupa dokonuje zakupów gazu na rynkach LNG i zagranicznych giełdach, jednocześnie utrzymując stany magazynowe w kraju niemal w pełnej nominalnej pojemności dostępnych instalacji. Dzięki zarezerwowanym mocom przesyłowym, PGNiG może realizować dostawy gazu ziemnego z różnych kierunków, w tym z Terminala LNG w Świnoujściu, z kierunku zachodniego i południowego, a od maja 2022 r. również z Litwy. W zależności od potrzeb bilansowych, Spółka dokonuje rezerwacji dodatkowych mocy przesyłowych na interkonektorach oraz uzupełniających zakupów gazu.

Priorytetem GK PGNiG jest zapewnienie ciągłości dostaw do jej odbiorców w Polsce jak i poza nią.

Grupa Kapitałowa PGNiG prowadzi działalność na terenie Ukrainy poprzez Przedstawicielstwo PGNiG SA w Kijowie, GK Exalo Drilling S.A. (Exalo Drilling Ukraine LLC) oraz spółkę LLC „Karpatgazvydobuvannya” (działalność poszukiwawczo-wydobywcza we współpracy z ERU Management Services). Na dzień sprawozdania wartość aktywów zaangażowanych w Ukrainie nie stanowi istotnej wartości aktywów GK PGNiG. Pracownicy GK PGNiG i ich rodziny zostali ewakuowani z rejonów zagrożonych działaniami zbrojnymi, a GK PGNiG aktywnie angażuje się pomoc humanitarną.

## 4. Działalność operacyjna w I półroczu 2022 r.

### 4.1 Segment Poszukiwanie i Wydobywanie

Segment obejmuje cały proces poszukiwania oraz wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Podstawowa działalność segmentu jest realizowana w Polsce, Pakistanie, Zjednoczonych Emiratach Arabskich oraz na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, natomiast działalność wspierająca prowadzona jest na całym świecie. Ponadto segment wykorzystuje na swoje potrzeby pojemności PMG Bonikowo i PMG Daszewo.

#### 4.1.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne

Tabela 6 Wolumen wydobywania gazu ziemnego GK PGNiG w podziale na kraje w segmencie PiW

mln m <sup>3</sup>	I pół. 2022		I pół. 2021		2021	2020	2019
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG			
Polska	1 783	1 783	1 778	1 778	3 648	3 746	3 815
gaz wysokometanowy (E)	652	652	636	636	1 284	1 337	1 337
gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	1 131	1 131	1 142	1 142	2 364	2 409	2 478
Zagranica	1 697	160	558	168	1 746	773	674
Norwegia (gaz wysokometanowy (E))	1 537	0	391	0	1 420	478	481
Oddział PGNiG w Pakistanie (gaz zaazotowany Ls/Lw przeliczony na E)	160	160	168	168	326	295	193
RAZEM (przeliczony na E)	3 480	1 943	2 336	1 946	5 394	4 520	4 489

Tabela 7 Wolumen sprzedaży gazu ziemnego z segmentu poza GK PGNiG w podziale na kraje w segmencie PiW

mln m <sup>3</sup>	I pół. 2022		I pół. 2021		2021	2020	2019
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG			
Polska	313	313	337	337	667	667	679
gaz wysokometanowy (E)	9	9	12	12	23	25	25
gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	304	304	326	326	644	642	654
Zagranica	154	154	164	164	318	296	192
Norwegia (gaz wysokometanowy (E))	0	0	0	0	0	7	0
Oddział PGNiG w Pakistanie (gaz zaazotowany Ls/Lw przeliczony na E)	154	154	164	164	318	289	192
RAZEM (przeliczony na E)	467	467	502	502	985	963	871

Tabela 8 Wolumeny wydobywania ropy naftowej\* w GK PGNiG (wraz z frakcjami) w segmencie PiW

tys. ton	I pół. 2022		I pół. 2021		2021	2020	2019
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG			
Wydobywanie ropy naftowej*	739	309	608	325	1 376	1 324	1 216
w Polsce	309	309	325	325	643	709	776
w Norwegii	430	0	283	0	732	615	440

\* Razem z kondensatem i NGL.

Tabela 9 Wolumeny sprzedaży ropy naftowej\* w GK PGNiG (wraz z frakcjami) w segmencie PiW

tys. ton	I pół. 2022		I pół. 2021		2021	2020	2019
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG			
Sprzedaż ropy naftowej*	666	317	617	320	1 340	1 332	1 210
z wydobywania w Polsce	317	317	320	320	643	713	771
z wydobywania w Norwegii	349	0	297	0	697	619	439

\* Razem z kondensatem i NGL.

Tabela 10 Wolumeny wydobywania wybranych produktów w segmencie PiW

tys. ton	I pół. 2022		I pół. 2021		2021	2020	2019
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG			
Gaz propan-butan	17	17	18	18	37	36	39
LNG	9	9	10	10	22	20	20
mln m <sup>3</sup>							
Hel	1	1	1	1	3	3	3

Tabela 11 Wolumeny sprzedaży wybranych produktów poza GK PGNiG w segmencie PiW

tys. ton	I pół. 2022		I pół. 2021		2021	2020	2019
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG			
Gaz propan-butan	17	17	18	18	37	36	39
LNG	7	7	7	7	16	12	14
mln m <sup>3</sup>							
Hel	1	1	1	1	3	3	3



## 4.1.2 Działalność w Polsce

### Koncesje krajowe

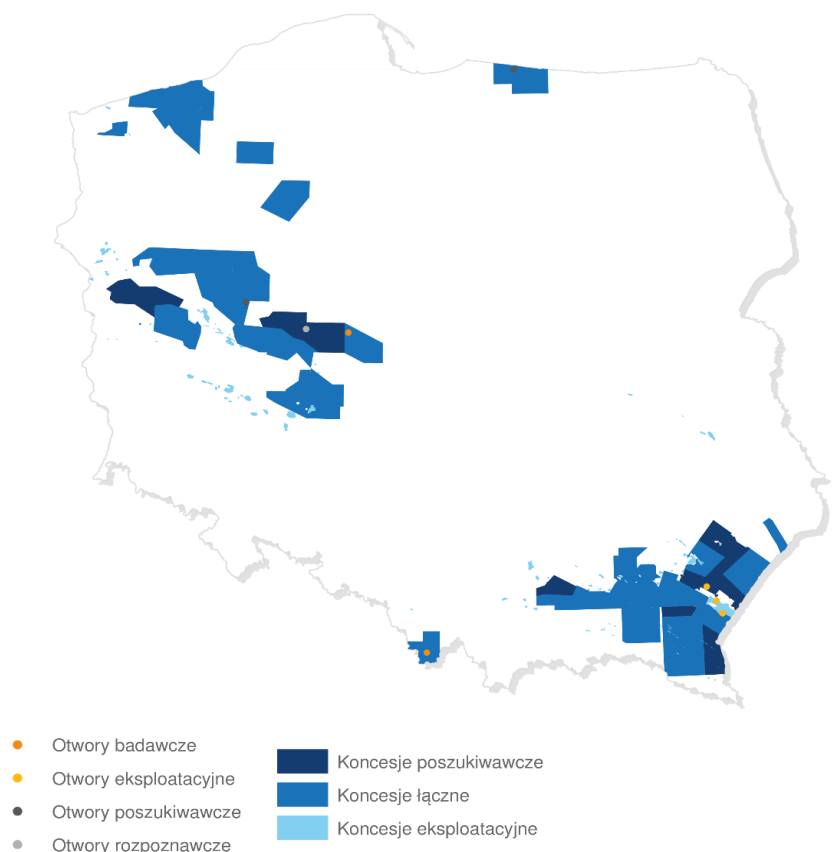
Na 30 czerwca 2022 r. PGNiG posiadało 199 koncesji górniczych, w tym 187 koncesji eksploatacyjnych, 3 – na podziemne składowanie odpadów oraz 9 – na podziemne magazynowanie gazu. W I półroczu 2022 r. nie uzyskano nowych koncesji eksploatacyjnych, 3 koncesje zostały zmienione (Mozów S, Sławoborze i Radoszyn), zmieniona została 1 decyzja inwestycyjna (Rogoźnica), a 1 koncesja wygasła (Jeżowe NW). Na 30 czerwca 2022 r. PGNiG posiadało 6 decyzji inwestycyjnych w związku z przejściem do fazy wydobywania. W I półroczu 2022 r. otrzymano 3 decyzje inwestycyjne na wydobywanie gazu ziemnego ze złóż: Dargosław, Koźminiec oraz Turkowo.

Dodatkowo, według stanu na 30 czerwca 2022 r. PGNiG posiadało 45 koncesji, w tym: 11 na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz 34 koncesji „łącznych” (na poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie). W omawianym okresie zrezygnowano z 2 koncesji „łącznych”: Strumień-Kęty oraz Jarocin-Grabina (współpraca z Orlen Upstream). Nie pozyskano nowych obszarów koncesyjnych.

W I półroczu 2022 r. zakończono łącznie 35 postępowań administracyjnych, w tym w zakresie uzyskania/zmiany koncesji (15 postępowań) oraz zatwierdzania/przyjęcia projektów i dodatków do projektów robót geologicznych (20 postępowań). Obecnie w procedurze administracyjnej pozostaje do zakończenia 10 postępowań administracyjnych, w tym 1 postępowanie dla pozyskania nowego obszaru koncesyjnego.

### Prace prowadzone na własnych koncesjach

#### Rysunek 3 Koncesje PGNiG i odwierty w I pół. 2022 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Oddziału Geologii i Eksploatacji.

W I półroczu 2022 r. PGNiG kontynuowało poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie Karpat, Przedgórze Karpat, Monokliny Przedsudeckiej i Niżu Polskiego zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Z 5 otworów wierconych w I połowie 2022 r. głębokość końcową osiągnęło 5 otworów, w tym: 1 badawczy, 1 poszukiwawczy, 1 rozpoznawczy oraz 2 eksploatacyjne.

Na koniec czerwca 2022 r. wyniki złożowe uzyskano z 7 odwiertów (2 badawczych, 1 rozpoznawczego i 4 eksploatacyjnych), w tym 3 otwory (1 badawczy i 2 eksploatacyjne), w których wiercenie zakończono w roku 2021 r. Wśród 7 odwiertów o znanych wynikach złożowych znalazły się: 4 odwierty pozytywne (w tym 1 rozpoznawczy i 3 eksploatacyjne) oraz 3 negatywne (w tym 2 badawcze i 1 eksploatacyjny), które nie uzyskały przemysłowego przyływu węglowodorów. W I półroczu 2022 r. wykonane były również

rekonstrukcje, testy złożowe oraz likwidacje otworów odwierconych we wcześniejszych latach – dotyczyło to: 2 otworów badawczych i 1 poszukiwawczego.

Ponadto na terenie działalności Oddziału PGNiG w Zielonej Górze podłączono do eksploatacji 2 nowe złoża: złożo Kamień Mały oraz złożo Koźminiec. Łącznie w I połowie 2022 r. na terenie działalności Oddziału PGNiG w Zielonej Górze włączono do eksploatacji 4 odwierty.

Z kolei na terenie działalności Oddziału PGNiG w Sanoku zostało włączone do eksploatacji 6 nowych odwiertów na złożu Przemyśl. W I połowie 2022 r. w związku z wygaśnięciem koncesji zakończona została eksploatacja na złożu Jeżowe NW.

## Kluczowe projekty i inwestycje w Polsce

Do najważniejszych zadań poszukiwawczych / rozpoznawczych / badawczych realizowanych w I półroczu 2022 r. należały m.in.:

- prace wiertnicze – próby złożowe, testy, rekonstrukcje Rycerka Dolna 1, Kramarzędka 3;
- odwiercenie otworów rozpoznawczych Miłosław 7H;
- modernizacja odwiertów: Przemyśl 226, Przemyśl 234, Jaksmanice 204, Mirocin 4, Mirocin 39;
- odwiercenie otworu poszukiwawczego Sierosław 2H.

Kluczowymi zadaniami inwestycyjnymi zakończonymi w I półroczu 2022 r. były m.in.:

- zagospodarowanie odwiertów: Przemyśl 291K, 292K, 316K, 317K, 318K – KGZ Przemyśl Zachód, Przemyśl 299K, 308K – KGZ Hurko (rejon Łuczyce) oraz Koźminiec-1;
- zabudowa sprzężarki gazu na Ośrodku Siedlecza I – KGZ Krasne;
- podłączenie odwiertu Przemyśl 139 – KGZ Przemyśl Zachód;
- zagospodarowanie złoża ropy naftowej Kamień Mały.

## Zasoby wydobywalne

Stan zasobów wydobywalnych na dzień 30 czerwca 2022 r. z uwzględnieniem dokumentacji geologiczno-inwestycyjnych oraz dokumentacji rozliczających zasoby złożonych w Ministerstwie Klimatu i Środowiska bez wydanej decyzji Ministra to: 15,4 mln ton ropy naftowej (tj. ok. 113,2 mln boe) oraz 87 289 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy (tj. ok. 562,8 mln boe).

### 4.1.3 Działalność zagraniczna

#### Norwegia

W I połowie 2022 r. z posiadanych złóż produkcyjnych spółka wydobyla 429 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami (w przeliczeniu na tonę ekwiwalentu ropy naftowej) i 1,5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Wzrost wydobycia jest wynikiem głównie zrealizowanego 30 września 2021 r. przejścia spółki INEOS E&P Norge oraz rozpoczęcia produkcji w ramach złóż Duva, Ærfugl i Ærfugl Nord (faza 2), a także wstrzymania zatłaczania gazu do złoża Gina Krog w celu maksymalizacji produkcji gazu.

W I połowie 2022 r. kontynuowano zagospodarowanie złoża Tommeliten Alpha oraz realizację trzeciej fazy zagospodarowania Ormen Lange, w których PGNiG UN jest partnerem. Operatorem złoża Tommeliten Alpha jest firma ConnocoPhillips, a Ormen Lange - Shell. Rozpoczęcie produkcji ze złoża Tommeliten Alpha przewiduje się na 2024 r., podczas gdy zwiększenie produkcji złoża Ormen Lange na skutek zakończenia trzeciej fazy zagospodarowania tego złoża przewidziano na 2025 r.

W maju 2022 r. PGNiG UN podpisał z Wellesley Petroleum umowę kupna 40% udziałów w koncesji PL942, obejmującej złożo gazowe Ørn na Morzu Norweskim. Eksploatacja tego złoża zapewni dodatkowe 0,25 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie od 2026 r. Zgodnie z danymi Norweskiego Dyrektariatu Naftowego, udokumentowane zasoby wydobywalne złoża Ørn wynoszą ok. 6,75 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, 0,17 mln ton ropy naftowej oraz 0,79 mln ton NGL. Ørn zlokalizowany jest ok. 20 km od złoża Skarv, w którym PGNiG UN również posiada udziały. Pozwoli to wykorzystać istniejącą już infrastrukturę wydobywczą, w tym pływającą jednostkę produkcyjno-magazynującą Skarv FPSO, aby skrócić czas i zmniejszyć koszty uruchomienia produkcji. PGNiG UN oczekuje na zgodę władz norweskich na finalizację transakcji - prawdopodobnie na koniec sierpnia 2022 r.

W styczniu 2022 r. została rozstrzygnięta runda koncesyjna APA 2021 (Awards in Predefined Areas). W tej rundzie PGNiG UN zaoferowano udziały w 4 koncesjach poszukiwawczych:

- koncesja PL941B (rozszerzenie koncesji 941) znajduje się w okolicach złoża Skarv. Operatorem koncesji jest firma Aker BP (80%), pozostałe udziały należą do PGNiG UN (20%). Konsorcjum ma dwa lata na podjęcie decyzji drill or drop;
- koncesja PL1055C, będąca rozszerzeniem koncesji PL1055 oraz PL1055B, znajduje się w okolicach złoża Ormen Lange. Operatorem koncesji jest PGNiG UN (60% udziałów) a jedynym partnerem jest firma Shell (40% udziałów). Na wszystkich trzech koncesjach PL1055/PL1055B/PL1055C rozciąga się prospekt poszukiwawczy Tomcat, co do którego w kwietniu 2022 r. podjęto decyzję o wierceniu odwiertu poszukiwawczego;

- koncesja PL1135, w której PGNiG UN otrzymało 70% udziałów, znajduje się na Morzu Północnym około 45 km na wschód od złoża King Lear. PGNiG UN będzie pełnił funkcję Operatora, podczas gdy jedynym partnerem będzie Lotos Norge. W przypadku tej koncesji udziałowcy mają 2 lata na podjęcie decyzji o ewentualnym wierceniu odwiertu poszukiwawczego;
- koncesja PL1136, w której PGNiG UN otrzymało 50% udziałów, znajduje się w południowo wschodniej części Morza Północnego. PGNiG UN pełni rolę Operatora, jedynym partnerem jest Equinor (50%). Udziałowcy mają 1 rok na podjęcie decyzji o ewentualnym wierceniu odwiertu poszukiwawczego.

PGNiG UN wspólnie z partnerami kontynuował również prace na pozostałych koncesjach poszukiwawczych. W I połowie 2022 r. uczestniczyło w wierceniu dwóch odwiertów. W ramach koncesji PL209BS, w której PGNiG UN posiada 14% udziałów, spółka wykonała odwiert poszukiwawczy mający na celu udokumentowanie prospektu poszukiwawczego położonego pod złożem Ormen Lange. Odwiert został jednak sklasyfikowany jako negatywny. Drugi odwiert został odwiercony na koncesji PL1064, na którym spółka ma 30% udziałów. Odwiert udokumentował niekomercyjne ilości węglowodorów, odkrycie będzie badane przez udziałowców pod kątem dalszej perspektywiczności w ramach koncesji.

Na dzień 30 czerwca 2022 r. PGNiG UN posiadało udziały w 62 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, w tym 10 operatorskich.

Tabela 12 Złoża PGNiG UN na 30 czerwca 2022 r.

Koncesja	Operator	Udział	Rodzaj złoża	Rodzaj	Planowane działania
PL19G (Tambar Øst)	Aker BP	34% (5,44% w projekcie)	Złoże ropne	Produkcja	Planowane wznowienie produkcji
PL029B (Gina Krog)	Equinor	20% (11,3% w projekcie)	Złoże ropno-gazowe	Poszukiwawcza/ Produkcyjna	Produkcja Poszukiwania
PL029C (Gina Krog)		29,63% (11,3% w projekcie)			
PL036D (Vilje)	Aker BP	24,24%	Złoże ropne	Produkcja	Produkcja
PL044 (Tommeliten Alpha)	ConocoPhillips	30% dla poszukiwań (42,1978% w Tommeliten Alpha)	Złoże gazowo-kondensatowe	Poszukiwawcza/ Zagospodarowanie	Poszukiwania, Rozpoczęcie zagospodarowania
PL036 (Vale) PL249 (Vale)	Spirit	24,24%	Złoże kondensatowo-gazowe	Produkcja	Produkcja
PL122 (Marulk) PL122B (Marulk) PL122C (Marulk) PL122D (Marulk)	Var Energi	30%	Złoże gazowe	Produkcja	Produkcja
PL127C (Alve Nord)	Aker BP	11,92%	Złoże kondensatowo-gazowe	Zagospodarowanie	Przygotowanie koncepcji zagospodarowania
PL146 (King Lear) PL146B (King Lear)	AkerBP	22,20%	Złoże gazowo-kondensatowe	Poszukiwawcza/ Zagospodarowanie	Finalizacja koncepcji zagospodarowania
PL333 (King Lear) PL134B (Morvin)	Equinor	6%	Złoże ropne	Produkcja	Produkcja Poszukiwania
PL134C (Morvin)					
PL159B (Alve) PL159G (Alve)	Equinor	15%	Złoże ropno-gazowe	Produkcja	Produkcja Zagospodarowanie
PL157F (Osprey)	Equinor	7,50%	Złoże gazowe	Rozpoznanie	Ocena możliwości zagospodarowania odkrycia
PL193 (Kvitebjørn) PL193B (Kvitebjørn) PL193C (Kvitebjørn)	Equinor	6,45%	Złoże gazowo-kondensatowe	Produkcja	Produkcja Poszukiwania
PL193D (Valemon)	Equinor	6,45% (3,225% w projekcie)	Złoże gazowo-kondensatowe	Produkcja	Produkcja Poszukiwania
PL208 (Ormen Lange)	PGNiG UN (Shell operatorem projektu)	45% w koncesji (14,0208% w projekcie)	Złoże gazowe	Poszukiwawcza/ Produkcja/ Zagospodarowanie	Poszukiwawcza Produkcja Zagospodarowanie
PL250 (Ormen Lange)	Shell	9,44% (14,0208% w projekcie)	Złoże ropno-gazowe	Poszukiwawcza/ Produkcja	Produkcja Poszukiwania
PL212 (Skarv)	AkerBP	15% (11,9175% w projekcie)			
PL212B (Skarv)					
PL262 (Skarv)					
PL261C (Skarv)		11,92%			
PL212E (Ærflugl Nord)	AkerBP	15%	Złoże gazowo-kondensatowe	Produkcja	Produkcja
PL433 (Fogelberg)	Spirit	20%	Złoże gazowo-kondensatowe	Rozpoznanie	Przygotowanie koncepcji zagospodarowania
PL460 (Skogul) PL636 (Duva) PL636C (Duva)	Aker BP Neptune	35% 30%	Złoże ropne Złoże gazowo-kondensatowe	Produkcja Produkcja	Produkcja Produkcja
PL636B	Neptune	30%		Poszukiwawcza	Decyzja o wierceniu odwiertu ma zostać podjęta w czerwcu 2022 r.
PL838 (Shrek)	Aker BP	35%	Złoże ropne	Rozpoznanie	Przygotowanie koncepcji zagospodarowania
Op.PL838B	PGNiG UN	40%		Poszukiwawcza	Decyzja o wierceniu odwiertu ma zostać podjęta do marca 2023 r.
PL937 (Fat Canyon) PL937B (Fat Canyon)	PGNiG UN	65%		Poszukiwawcza	Rezygnacja z koncesji w marcu 2022
PL939 (Egyptian Vulture)	Equinor	30%	Złoże ropno-gazowe	Rozpoznawcza	Ocena możliwości zagospodarowania odkrytego w 2021 r. złoża

(w milionach złotych o ile nie podano inaczej)

PL941 (Gronlifielet)	AkerBP	20%	Poszukiwawcza	Podjęto decyzję o odwiercieniu odwiertu poszukiwawczego w 2022 r.
PL997 (Wheeljack)	Shell	30%	Poszukiwawcza	Decyzja o wiercieniu odwiertu ma zostać podjęta do marca 2023 r.
PL1009 (Warka) PL1009B (Warka)	ConocoPhillips	35%	Rozpoznawcza	Planowany odwiert rozpoznawczy
PL1013 (Rafiki) PL1013B (Rafiki)	Petrolia	40%	Poszukiwawcza	W marcu 2022 r. podjęto decyzję o wiercieniu odwiertu poszukiwawczego
PL1017 (Copernicus)	PGNiG UN	50%	Poszukiwawcza	Podjęto decyzję o odwiercieniu odwiertu poszukiwawczego w 2022 r.
PL1055 (Tomcat) PL1055B (Tomcat)	PGNiG UN	60%	Poszukiwawcza	Decyzja DoD* pierwotnie planowana na Luty 2022 r. Podjęcie decyzji Spodziewane kilkumiesięczne opóźnienie w procesie decyzyjnym
PL1064 (Peder)	ConocoPhillips	30%	Poszukiwawcza	Odwiert planowany do odwiercienia w 2022 r.
PL1065 (Skua)	Var Energi	30%	Poszukiwawcza	Rezygnacja z koncesji w lutym 2022 r.
PL1088 (Timon South)	Aker BP	22,20%	Poszukiwawcza	Decyzja DoD* luty 2023 r.
PL1101 (Wamba)	OMV	30%	Poszukiwawcza	Decyzja DoD* luty 2023 r.
PL1103 (Condor)	Wintershall	30%	Poszukiwawcza	Decyzja DoD* luty 2023 r.
PL1111 (Picual)	PGNiG UN	60%	Poszukiwawcza	Decyzja DoD* luty 2023 r.
PL1123 (Nise South)	ConocoPhillips	30%	Poszukiwawcza	Decyzja DoD* luty 2023 r.
PL1124 (Nise)	Aker BP	11,92%	Poszukiwawcza	Decyzja DoD* luty 2023 r.

**Tabela 13 Zasoby węgłowodórów na Norweskim Szelfie Kontynentalnym według koncesji w mln boe, stan na 30 czerwca 2022 r.**

LP	Koncesja	Ropa naftowa	Gaz ziemny	NGL	Zasoby razem
1	Skarv & AErfugl	4,99	23,57	5,33	33,88
2	Aerfugl Nord	0,23	2,15	0,33	2,72
3	Morvin	0,68	0,47	0,20	1,35
4	Gina Krog	3,81	8,17	1,36	13,35
5	Vilje	3,33	-	-	3,33
6	Vale	0,25	0,43	-	0,68
7	Skogul	1,75	0,07	-	1,82
8	Tommeliten Alpha	15,31	41,58	1,85	58,74
9	King Lear	14,80	21,44	3,48	39,72
10	Duva	5,83	11,81	2,73	20,37
11	Alve Nord	0,50	2,07	0,46	3,04
12	Shrek	2,96	1,94	0,43	5,32
13	Kvitebjorn	1,78	8,60	0,39	10,78
14	Valemon	0,21	1,33	0,02	1,56
15	Fogelberg	0,77	7,65	1,48	9,90
16	Ormen Lange	3,04	91,44	-	94,48
17	Marulk	0,15	2,37	0,42	2,94
18	Alve	0,39	3,53	1,08	4,99
19	Tambar Ost	0,02	0,00	0,00	0,03
	<b>Zasoby razem</b>	<b>60,81</b>	<b>228,61</b>	<b>19,58</b>	<b>309,00</b>

W kwietniu 2022 r. Norweskie Ministerstwo Podatków doprecyzowało proponowane zmiany w systemie podatkowym – obejmują one m.in.:

- w ramach specjalnego podatku od węgłowodórów dotychczasowa 6-letnia amortyzacja podatkowa oraz 4-letnia ulga inwestycyjna zostaną zastąpione natychmiastowym uznaniem całości inwestycji lub ulgi jako kosztu uzyskania przychodu;
- stawka specjalnego podatku od węgłowodórów będzie podniesiona do 71,8%, jednocześnie zwykły podatek dochodowy będzie kosztem uzyskania przychodu w ramach specjalnego podatku od węgłowodórów;
- wartość podatkowa straty wykazanej w ramach specjalnego podatku od węgłowodórów będzie w pełni kompensowana w gotówce w roku następnym;
- wszelkie straty w ramach zwykłego podatku dochodowego przenoszone między latami pozbawione zostaną dotychczas naliczanych odsetek powiększających tarczę podatkową w ramach przenoszonych strat;
- w ramach projektów podlegających tymczasowemu reżimowi podatkowemu wprowadzonemu w 2020 r. ulga inwestycyjna została określona na poziomie 17,69% - ulga ta jest rozpoznawana w całości w roku poniesienia nakładu inwestycyjnego. W ramach projektów realizowanych poza tymczasowym reżimem podatkowym wprowadzonym w 2020 r., ulga inwestycyjna została zniesiona;
- ogłoszone zmiany podatkowe będą obowiązywać retrospektywnie od początku 2022 r.

## Pakistan

PGNiG poprzez swój Oddział Operatorski prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węgłowodórów na obszarze koncesji Kirthar. Poszukiwania prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd. (PPL), zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG (operator) – 70%, PPL – 30%. Ponadto, PGNiG objęło 25% udziałów nieoperatorskich w koncesji poszukiwawczej Musakhel. Pozostałymi udziałowcami są PPL jako operator z 37,2% udziałów oraz Oil and Gas Development Company Limited (OGDCL) i Government Holding Private Limited (GHPL) z udziałami odpowiednio 35,3% i 2,5%.

Zasoby na koniec czerwca 2022 r. (gazu ziemnego zaazotowanego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy, przypadający dla PGNiG): ok. 6,15 mld m<sup>3</sup> (39,67 mln boe) w tym na złożu Rehman 4,57 mld m<sup>3</sup> (29,45 mln boe) i Rizq 1,58 mld m<sup>3</sup> (10,23 mln boe).

Eksploatacja ze złóż Rehman i Rizq prowadzona jest za pomocą kopalni na złożu Rehman. Udział PGNiG w produkcji ze złóż Rehman i Rizq, prowadzonej 10 odwiertami do końca czerwca 2022 r., wyniósł ok. 159,656 mln m<sup>3</sup> w przeliczeniu na gaz wysokometanowy. W ramach prowadzanego zagospodarowania złóż, wykonano otwór Rizq-4 oraz Rehman-8. Otwór Rizq-4 jest na etapie oczyszczania po zabiegu szczelinowania. Otwór Rehman-8 ze względu na problemy techniczne podczas wiercenia, został czasowo zabezpieczony, wznowienie wiercenia jest przewidziane w 2023 r.

W ramach kontynuacji prac poszukiwawczych na koncesji Kirthar w czwartym kwartale 2022 r. planowane jest rozpoczęcie wiercenia otworu poszukiwawczego Rayyan-1. Trwają prace nad przetwarzaniem danych sejsmicznych i interpretacją dla struktury poszukiwawczej W2. Z kolei na koncesji Musakhel w 2022 r. prowadzone są prace projektowe i przygotowawcze do akwizycji sejsmiki.

## Zjednoczone Emiraty Arabskie

W grudniu 2018 r. PGNiG wygrało przetarg na nabycie praw w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania węglowodorów na lądowym bloku nr 5 w emiracie Ras Al Khaimah. W ramach wygranej rundy Spółka objęła 90% udziałów w tym bloku o powierzchni 619 km<sup>2</sup>. PGNiG podpisało umowy z Ras Al Khaimah Petroleum Authority i RAK GAS LLC w styczniu 2019 r. W wyniku kontynuacji prac w emiracie został zarejestrowany Oddział PGNiG oraz rozpoczęto prace sejsmiczne.

W 2021 r. podjęto intensywne prace związane z przetwarzaniem i interpretacją danych sejsmicznych, których akwizycja na Bloku 5 zakończyła się w maju 2020 r. W wyniku prac analitycznych wyróżnione zostały struktury geologiczne, potencjalne akumulacje węglowodorów oraz wyznaczona została lokalizacja pod wiercenie pierwszego odwiertu poszukiwawczego. Dodatkowo zostały wykonane prace przygotowawcze związane z procesem rozpoznania rynku oraz kontraktowania serwisów usługowych pod wiercenie odwiertu, w których prowadzone są postępowania zakupowe na wyłonienie serwisów wiertniczych celem rozpoczęcia wiercenia w trzecim kwartale 2022 r. pierwszego otworu poszukiwawczego. Założenia do projektu wiertniczego zostały już wykonane i są zatwierdzone przez partnerów. W ramach prac akwizycyjnych została wykonana analiza zasobowa oraz modelowanie ekonomiczne opłacalności inwestycji w Blok 7 w Ras Al Khaimah oraz możliwość przystąpienia do prac akwizycji sejsmicznych na innych blokach w ramach emiratu. Oddział w ZEA prowadzi również rozmowy na temat nabycia praw do prac poszukiwawczych w innych emiratach.

## Ukraina

PGNiG oraz ERU Management Services podpisały umowę zakupu przez PGNiG pakietu kontrolnego 85% udziałów w ukraińskiej spółce Karpatgazvydobuvannya, będącej wyłącznym właścicielem koncesji Byblivska zlokalizowanej na Zachodniej Ukrainie przy granicy z Polską. Spółka Karpatgazvydobuvannya posiada koncesję na poszukiwanie i wydobycie węglowodorów w zachodniej części obwodu lwowskiego. Pod względem budowy geologicznej obszar ten jest zbliżony do struktur złoża Przemysł – największego złoża gazu ziemnego w Polsce, które PGNiG eksploatuje od ponad 60 lat. Na atrakcyjność i potencjał tego obszaru wskazują przeprowadzone przez PGNiG wstępne analizy danych geologiczno-geofizycznych.

## Libia

PGNiG UNA realizuje projekt, którego celem jest odkrycie i zagospodarowanie złóż węglowodorów na obszarze licencyjnym 113, blok 1 i 2, znajdującym się w basenie naftowym Murzuq w pld.-zach. regionie Libii, 700 km na południe od Trypolis. Projekt realizowany jest na podstawie umowy Exploration and Production Sharing Agreement („EPSA”) zawartej w lutym 2008 r. z libijskim National Oil Corporation („NOC”).

Pomimo trwania siły wyższej PGNiG UNA wraz ze specjalistami PGNiG przeprowadziło szereg analiz, które potwierdzają perspektywiczność geologiczną i wysoki potencjał zasobowy obszaru CA113, jak również opracowano scenariusze zagospodarowania złoża w celu przesyłania węglowodorów podmorskim odcinkiem Morza Śródziemnego do europejskiego systemu przesyłowego. Na bazie tych analiz PGNiG dokonało pozytywnej wyceny projektu w kwietniu 2022 r. PGNiG UNA na bieżąco monitoruje rozwój sytuacji politycznej w Libii, zwłaszcza warunki bezpieczeństwa prowadzenia działalności operacyjnej w tym kraju. Korzystając ze stabilizacji sytuacji politycznej w Libii podejmowano działania przygotowujące do wznowienia prac poszukiwawczych z chwilą zniesienia stanu siły wyższej.

## 4.1.4 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość

### Polska

W I połowie 2022 r. na terenie działalności Oddziału w Sanoku planowane są prace związane m. in. z:

- zagospodarowaniem odwiertów gazowych Kramarzówka 1K, 2H, 3H;
- zagospodarowaniem odwiertów: Rogoźnica 3K, 4K, 5K – KGZ Zalesie, Korzeniówek 1 – KGZ Pilzno, Zalesie 7 – KGZ Zalesie, Draganowa 4K – KRNiGZ Równe, Nowe Siolo-1, Mielnik-1, Blizna 5 i 11 oraz Ocieka 2 – KGZ Czarna Sędziszowska, Gnojnica 4, 5, 6 – KGZ Czarna Sędziszowska, Ryszkowa Wola 8 i Zapałów 3 – KGZ Jarosław, Tarnów 82K – KGZ Tarnów II; Korzeniówek 2K – KGZ Pilzno, Mirocin 66, 67, 68, 69 – KGZ Mirocin;
- podłączeniem odwiertów: Brzyska Wola 2 i Dąbrowica Duża 3, 6 – KGZ Żołyńca, Mirocin 50 – KGZ Jodłówka; Przemysł 196, 226, 234 – KGZ Przemysł Wschód po rekonstrukcji, Jaksmanice 64, 219 – KGZ Maćkowice po rekonstrukcji, Tuligłowy 5, 32 – KGZ Tuligłowy rekonstrukcji.

W I połowie 2022 r. na terenie działalności Oddziału w Zielonej Górze planowane są prace związane m.in. z:

- rozbudową KRNiGZ Lubiatów w celu zwiększenia możliwości produkcyjnych ze złoża Międzychód;
- zagospodarowaniem złoża Różańsko i budową źródła kogeneracyjnego na potrzeby KRNiGZ Dębno;
- zagospodarowaniem złóż: Rokietnica (wraz z budową rurociągu przesyłowego gazu ziemnego relacji Grodzisk Wilkp. – Kościan) – KRNiGZ Młodawsko, Gryżyna – KRNiGZ Radoszyn, Czeszów – KGZ Bogdaj-Uciechów-Czeszów, Zbąszyń - KGZ Zbąszyń-Babimost, Babimost - KGZ Zbąszyń-Babimost
- zagospodarowaniem odwiertów: Chwałęcín-1K – KGZ Radlin, Borowo-5 – KGZ Kościan-Brońsko, Granówko-1 – KGZ Kościan-Brońsko, Szczepowice-1 – KGZ Kościan-Brońsko, Turkowo-2 – KGZ Wielichowo, Brońsko-30 – KGZ Kościan-Brońsko, Brońsko-31H – KGZ Kościan-Brońsko, Brońsko-32 – KGZ Kościan-Brońsko, Paproć-66H – KGZ Paproć;

Na terenie swojej działalności oddziały wydobywcze PGNiG będą realizowały także inne projekty inwestycyjne mające głównie na celu utrzymanie lub zwiększenie wydobycia węglowodorów – należą do nich m.in. prace z zakresu zabudowy sprężarek gazu, przebudowy instalacji technologicznych czy modernizacji układu rurociągów i gazociągów przesyłowych.

PGNiG będzie również realizować projekt rozbudowy PMG Wierzchowice w celu zwiększenia jego pojemności czynnej z obecnych 1,3 mld m sześć. do 2,1 mld m sześciennych gazu oraz mocy zatłaczania i odbioru gazu, co zapewni większą elastyczność magazynu i możliwość jego wykorzystania w sytuacjach nagłego zwiększenia zapotrzebowania na gaz. Przewidywany koszt inwestycji wyniesie ponad 385 mln złotych, a planowany czas realizacji wyniesie do 30 miesięcy.

### Norwegia

Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG UN kontynuować będzie, jako partner, wydobycie węglowodorów ze złóż Skarv, Ærfugl, Ærfugl Nord, Morvin, Vilje, Vale, Gina Krog, Skogul, Kvitebjørn, Ormen Lange, Alve, Marulk, Duva, Tambar Øst i Valemon oraz zagospodarowanie złoża Tommeliten Alpha. Trwa również faza przygotowania koncepcji zagospodarowania złóż Shrek, Alve Nord, Verdande, Fogelberg i King Lear. Spółka będzie także prowadzić działania zmierzające do zapewnienia stabilnych, przewidywalnych i długoterminowych dostaw gazu do Polski. Obejmują one zarówno wsparcie przy budowie infrastruktury umożliwiającej fizyczne sprowadzenie norweskiego gazu do Polski, jak i potencjalne akwizycje aktywów produkcyjnych i przedprodukcyjnych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

W 2022 r. planowany jest wzrost produkcji gazu w wyniku pozyskania dodatkowych aktywów w ramach akwizycji spółki INEOS E&P Norge AS jak również zakończonych w 2021 r. procesów inwestycyjnych na złożach Ærfugl, Ærfugl Nord i Duva. Wzrost wydobycia gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym przez PUN spodziewany jest także na skutek zmiany strategii wydobycia gazu polegającej na zaprzestaniu ponownego zatłaczania gazu do złoża w celu intensyfikacji wydobycia ropy naftowej. Więcej informacji na temat prognoz wydobycia węglowodorów przez GK PGNiG znajduje się w punkcie 4.2.4. W 2022 r. będą podejmowane decyzje inwestycyjne dotyczące złóż Shrek, Alve Nord, Fogelberg, King Lear oraz Verdande.

### Pakistan

W 2023 r. w ramach prac rozpoznawczo-eksploatacyjnych zaplanowano ukończenie wiercenia otworu Rehman-8 oraz podłączenie go do produkcji. W ramach prac poszukiwawczych natomiast zaplanowano ukończenie odwiertu Rayyan-1. Równolegle do prac wiertniczych, Oddział PGNiG w Pakistanie prowadzić będzie prace związane z rozbudową i utrzymaniem mocy instalacji wydobywczych. Ponadto w 2023 r. na koncesji Musakhel przewidziane jest rozpoczęcie prac sejsmicznych, które pozwolą podjąć decyzję o wierceniu pierwszego otworu poszukiwawczego. Równolegle do prac na koncesjach Kirthar i Musakhel, prowadzone są działania mające na celu identyfikację i ewentualną akwizycję kolejnych atrakcyjnych aktywów w Pakistanie.

## Zjednoczone Emiraty Arabskie

Perspektywy rozwojowe Oddział ZEA wiąże z pozyskaniem praw do operowania na innych blokach w ramach emiratu Ras Al Khaimah oraz innych emiratów, w których działalność produkcyjna jest już prowadzona (Sharjah oraz Abu Dhabi). Obecnie inicjatywy te są na etapie wstępnych rozmów o współpracy. Wyzwaniem będzie zakontraktowanie firm serwisowych i odwiercenie pierwszego otworu poszukiwawczego na Bloku 5 w RAK, związane z trudnymi uwarunkowaniami geologicznymi oraz mechaniką górotworu.

## Ukraina

W dniu 24 lutego 2022 r. Federacja Rosyjska dokonała inwazji militarnej na Ukrainę. Wszelkie prace zostały wstrzymane, a pracownicy GK PGNiG i ich rodziny zostali ewakuowani z rejonów zagrożonych działaniami zbrojnymi. Grupa będzie dostosowywać swoje działania w reakcji na rozwój sytuacji.

## 4.2 Segment Obrót i Magazynowanie

Segment sprzedaje w Polsce gaz wydobywany ze złóż krajowych i gaz importowany, a GK PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Poprzez spółkę PST Grupa PGNiG rozwija swoją działalność zagraniczną. Ponadto, segment prowadzi działalność handlową na rynkach energii elektrycznej, świadectw pochodzenia energii, uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz na rynku ropy naftowej (od 2018 r. przez PST). W celu prowadzenia działalności handlowej na globalnym rynku LNG, PST utworzyła oddział w Londynie. Segment wykorzystuje siedem podziemnych magazynów gazu oraz świadczy usługę biletową w zakresie magazynowania gazu na rzecz klientów zewnętrznych.

### 4.2.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne

Tabela 12 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego poza GK PGNiG w segmencie OiM

mln m <sup>3</sup>	I pół. 2022		I pół. 2021		2021	2020	2019
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG			
Gaz wysokometanowy (E)	17 785	9 344	17 233	9 456	32 694	29 927	29 031
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	369	101	446	126	797	745	751
<b>Razem (przeliczony na E), w tym:</b>	<b>18 154</b>	<b>9 445</b>	<b>17 679</b>	<b>9 582</b>	<b>33 491</b>	<b>30 672</b>	<b>29 782</b>
PGNiG – Sprzedaż hurtowa	9 445	9 445	9 578	9 578	17 768	18 030	16 726
PGNiG OD – Sprzedaż detaliczna	5 194	0	5 462	0	9 706	8 195	7 815
PST – Sprzedaż hurtowa/detaliczna	3 515	0	2 638	0	6 017	4 447	5 242

Tabela 13 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego poza Polską poza GK PGNiG w segmencie OiM

mln m <sup>3</sup>	I pół. 2022		I pół. 2021		2021	2020	2019
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG			
PST	3 189	0	2 291	0	5 317	3 720	5 028
Eksport z Polski i sprzedaż na Ukrainie	109	109	225	225	225	1 239	544
<b>Razem (przeliczony na E)</b>	<b>3 297</b>	<b>109</b>	<b>2 515</b>	<b>225</b>	<b>5 542</b>	<b>4 959</b>	<b>5 572</b>

Tabela 14 Struktura odbiorców gazu ziemnego w Polsce poza GK PGNiG w segmencie OiM

mln m <sup>3</sup>	I pół. 2022		I pół. 2021		2021	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Odbiorcy domowi	2 828	0	3 022	0	5 140	0
Handel, usługi, hurt	1 711	982	928	120	1 657	239
Zakłady azotowe	1 210	1 204	1 286	1 281	2 491	2 482
Elektrownie i ciepłownie	468	353	884	582	1 276	984
Rafinerie i petrochemia	622	618	927	919	1 895	1 887
Pozostali odbiorcy przemysłowi	1 871	298	2 282	372	3 916	692
Gielda	6 147	5 882	6 214	6 079	11 574	11 259
<b>RAZEM sprzedaż w segmencie OiM poza GK PGNiG w Polsce</b>	<b>14 857</b>	<b>9 336</b>	<b>15 542</b>	<b>9 353</b>	<b>27 949</b>	<b>17 543</b>

Tabela 15 Struktura odbiorców gazu ziemnego poza Polską poza GK PGNiG w segmencie OiM

mln m <sup>3</sup>	I pół. 2022		I pół. 2021		2021	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Odbiorcy domowi	0	0	18	0	0	0
Handel, usługi, hurt	1 500	0	1 580	0	2 654	0
Pozostali odbiorcy przemysłowi	0	0	9	0	0	0
Gielda	1 689	0	2 113	0	2 663	0
Eksport z Polski i sprzedaż na Ukrainie	109	109	225	225	225	225
<b>Razem sprzedaż w segmencie OiM poza GK PGNiG</b>	<b>3 297</b>	<b>109</b>	<b>3 945</b>	<b>225</b>	<b>5 542</b>	<b>225</b>

Tabela 16 Struktura odbiorców energii elektrycznej PGNiG w segmencie OiM

GWh	I pół. 2022	I pół. 2021	2021
Odbiorcy końcowi	1	72	155
Przedsiębiorstwa obrotu	0	22	28
Rynek bilansujący	8	17	30
Giełda	4 125	4 966	9 756
Razem sprzedaż PGNiG	4 134	5 077	9 968

## 4.2.2 Obszar działalności hurtowej

### 4.2.2.1 Działalność w Polsce

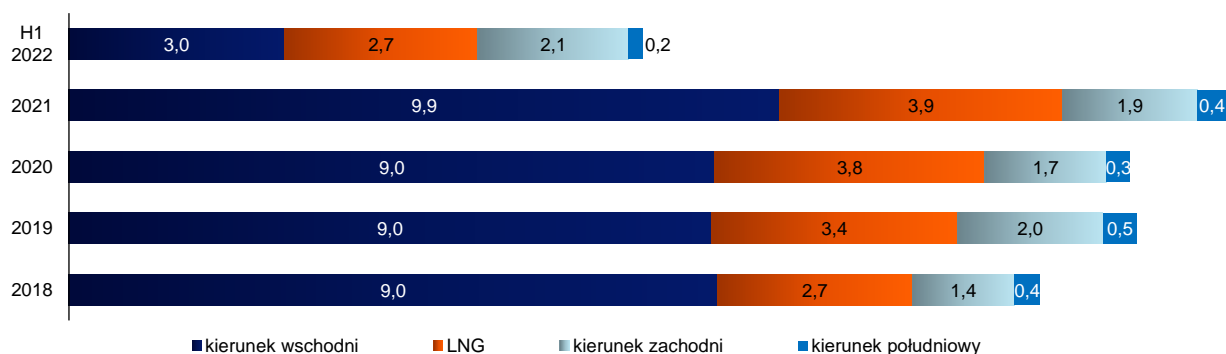
#### Import gazu

W I połowie 2022 r. PGNiG kupowało gaz ziemny głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów długoterminowych:

- kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 r. z PAO Gazprom/OOO Gazprom Export, obowiązującego do 2022 r. (tzw. kontrakt jamalski); Realizacja dostaw w ramach w/w kontraktu została wstrzymana od 27 kwietnia 2022 r.
- umowy sprzedaży skroplonego gazu ziemnego z dnia 29 czerwca 2009 r. z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3), obowiązującej do 2034 r. (tzw. kontrakt katarski) oraz umowy dodatkowej do umowy długoterminowej z marca 2017 r. (obowiązuje od początku 2018 r. do 2034 r.);
- umowy sprzedaży / zakupu skroplonego gazu ziemnego z dnia 8 listopada 2018 r. z Cheniere Marketing International, LLP, obowiązującą do 2042 r.

Dostawy realizowane były również w ramach średnio- i krótkoterminowych umów na dostawy sieciowe oraz LNG (m.in. 5-letni kontrakt, którego wykonanie rozpoczęło się w 2018 r., na dostawę 9 ładunków gazu skroplonego z Centrica LNG Company Limited).

Wykres 2 Dostawy gazu ziemnego do Polski z zagranicy w okresie 2018 – I pół. 2022 r. w mld m<sup>3</sup>



W I pół. 2022 r. zakupy gazu z importu wyniosły 88,0 TWh (8,0 mld m<sup>3</sup>). Zwiększyły się zakupy gazu z kierunku zachodniego – zakupiono o 10,8 TWh (ok. 1,0 mld m<sup>3</sup>) gazu więcej z tego kierunku względem I połowy 2021 r. Wzrosły dostawy LNG z poziomu 22,4 TWh (2 mld m<sup>3</sup>) w I połowie 2021 r. do poziomu 29,9 TWh (2,7 mld m<sup>3</sup>) w I półroczu 2022 r.

W dniu 16 maja 2022 r. PGNiG zawarło porozumienie (Heads of Agreement) z Sempra Infrastructure określające główne postanowienia kontraktu kupna-sprzedaży na bazie FOB na dostawy 3 mln ton LNG (dostawy z dwóch terminali: Cameron LNG po rozbudowie oraz Port Arthur LNG).

Na potrzeby transportu LNG zakontraktowanego na bazie FOB w terminalach amerykańskich spółka PST z GK PGNiG wyczarterowała na okres 10 lat w sumie 8 zbiornikowców LNG: sześć od norweskiego armatora Knutsen OAS Shipping oraz dwa od Maran Gas Maritime. Jednostki o pojemności 174 tys. m<sup>3</sup> każda, wejdą do użytku w latach 2023 r. (2 Knutsen), 2024 r. (2 Knutsen) oraz 2025 r. (2 Knutsen, 2 Maran). Ponadto GK PGNiG ma podpisane trzy krótkoterminowe umowy czarteru na już istniejące jednostki, które będą służyć do transportu LNG w formule FOB już w tym roku (dwa z nich, Maran Gas Apollonia i Golar Seal już dostarczają ładunki LNG do terminalu w Świnoujściu). Pozyskanie statków zwiększa elastyczność zakupów i sprzedaży LNG i jest kolejnym krokiem w rozwoju działalności tradingowej Grupy PGNiG na globalnym rynku.

W marcu 2022 r. PGNiG złożyło zamówienie na usługi regazyfikacji w ramach pierwszej fazy procedury Open Season FSRU realizowanego przez Operatora Systemu Przesyłowego Gaz-System SA. Open Season FSRU ma na celu weryfikację zainteresowania uczestników rynku mocą regazyfikacji pływającej jednostki FSRU (ang. Floating Storage Regasification Unit), która ma zostać zlokalizowana w Zatoce Gdańskiej, poprzez pozyskanie wiążących zamówień na długoterminowe korzystanie z usług regazyfikacji. Planowana przepustowość FSRU to około 6 mld m<sup>3</sup> rocznie.

PGNiG aktywnie wspiera działania mające na celu budowę połączenia dającego Polsce bezpośredni dostęp do gazu ze złożeń na Morzu Północnym. W styczniu 2018 r. zostały zawarte umowy na świadczenie usług przesyłu gazu w okresie od 1 października 2022 r. do 1 października 2037 r., w ramach procedury Open Season 2017 projektu Baltic Pipe dotyczącej przesyłu gazu z Norwegii do Polski przez Danię. Projekt Baltic Pipe to strategiczny projekt infrastrukturalny mający na celu utworzenie nowego korytarza dostaw



gazu na rynku europejskim. Ma on umożliwić przesyłanie gazu bezpośrednio ze złóż zlokalizowanych w Norwegii na rynki w Danii i w Polsce. Przepustowość Baltic Pipe sięgnie około 10 mld m<sup>3</sup> rocznie do Polski oraz około 3 mld m<sup>3</sup> rocznie do Danii i Szwecji.

Zgodnie z komunikatem Energinet z dnia 1 marca 2022 r. Duńska Agencja Ochrony Środowiska (DEPA) wydała nowe pozwolenie środowiskowe dla gazociągu Baltic Pipe, które umożliwiło Energinet wznowienie prac budowlanych na odcinkach gazociągu we wsch. Jutlandii i w zach. Fionii oraz prac w zakresie budowy sieci energetycznej dla zasilania tłoczni gazu w Everdrup (pd. Zelandia). Prace były tymczasowo wstrzymane w wyniku uchylecia 31 maja 2021 r. przez Duńską Radę Odwoławczą ds. Środowiska i Żywności pozytywnej decyzji środowiskowej z dnia 12 lipca 2019 r. wydanej przez Duńską Agencję Ochrony Środowiska dotyczącej budowy lądowej części duńskiego odcinka gazociągu Baltic Pipe. Zgodnie z deklaracjami Energinet uruchomienie gazociągu Baltic Pipe ma nastąpić od 1 października 2022 r. z ograniczoną przepustowością w IV kwartale 2022 r., natomiast pełna przepustowość zarezerwowana przez PGNiG będzie udostępniona od 1 stycznia 2023 r. Spółka pozostaje w kontakcie z Gaz-System i Energinet w celu monitorowania sytuacji w zakresie ukończenia budowy i uruchomienia gazociągu Baltic Pipe.

#### Renegocjacja warunków cenowych w ramach kontraktu z OOO Gazprom Export

W dniu 14 stycznia 2022 r. PGNiG otrzymało od pełnomocnika PAO Gazprom/OOO Gazprom Export („Gazprom”) wezwanie na arbitraż przed Trybunałem Arbitrażowym *ad hoc* z siedzibą w Sztokholmie („Wezwanie Gazpromu”), obejmujące żądanie zmiany warunków cenowych gazu dostarczanego przez Gazprom na podstawie kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 r. („Kontrakt jamalski”). Wezwanie Gazpromu obejmuje żądanie podwyższenia ceny kontraktowej w ramach wniosku Gazpromu o renegocjację ceny kontraktowej z dnia 8 grudnia 2017 r. („Wniosek Gazpromu 2017”) oraz wniosku Gazpromu o renegocjację ceny kontraktowej z dnia 9 listopada 2020 r. („Wniosek Gazpromu 2020”),

Wniosek Gazpromu 2017 został złożony w odpowiedzi na wniosek PGNiG z dnia 1 listopada 2017 r. o obniżenie ceny kontraktowej („Wniosek PGNiG 2017”). Z kolei, Wniosek Gazpromu 2020 został złożony w odpowiedzi na wniosek PGNiG z dnia 1 listopada 2020 r. o obniżenie ceny kontraktowej, zmodyfikowany następnie przez PGNiG w dniu 28 października 2021 r. („Wniosek PGNiG 2020/2021”).

W dniu 11 lutego 2022 r. Spółka złożyła odpowiedź na Wezwanie Gazpromu, w której wniosła o oddalenie jako niedopuszczalnych pod względem formalnym, ewentualnie jako bezzasadnych merytorycznie, roszczeń Gazpromu obejmujących żądanie podwyższenia ceny kontraktowej w ramach wniosków Gazpromu o renegocjację ceny kontraktowej z dnia 8 grudnia 2017 r. oraz z dnia 9 listopada 2020 r.

Dodatkowo, w przypadku stwierdzenia przez Trybunał Arbitrażowy *ad hoc* dopuszczalności zmiany ceny kontraktowej w 2017 r., Spółka zgłosiła roszczenie wzajemne o obniżenie ceny kontraktowej od dnia 1 listopada 2017 r., na podstawie wniosku PGNiG z dnia 1 listopada 2017 r. o obniżenie ceny kontraktowej.

Ponadto, Spółka zgłosiła roszczenie wzajemne o obniżenie ceny kontraktowej od dnia 1 listopada 2021 r., w ramach wniosku PGNiG z dnia 1 listopada 2020 r. o obniżenie ceny kontraktowej, zmodyfikowanego następnie przez PGNiG w dniu 28 października 2021 r. Sprawa pozostaje w toku.

#### Skargi Gazprom do Sądu Apelacyjnego w Szwecji

Gazprom złożył dwie skargi do Sądu Apelacyjnego w Sztokholmie dotyczące postępowania arbitrażowego z powództwa PGNiG przeciwko Gazprom w sprawie zmiany ceny kontraktowej gazu dostarczanego przez dostawcę na podstawie kontraktu jamalskiego od dnia 1 listopada 2014 r. Pierwsza złożona w dniu 2 października 2018 r. o uchylenie wyroku częściowego Trybunału Arbitrażowego z dnia 29 czerwca 2018 r. Sąd Apelacyjny w Sztokholmie na mocy wyroku z dnia 23 grudnia 2020 r. odrzucił skargę Gazprom o uchylenie wyroku częściowego Trybunału Arbitrażowego *ad hoc* w Sztokholmie z dnia 29 czerwca 2018 r. Druga złożona w dniu 29 maja 2020 r. o uchylenie wyroku końcowego Trybunału Arbitrażowego z dnia 30 marca 2020 r. Sąd Apelacyjny w Sztokholmie na mocy wyroku z dnia 9 marca 2022 r. oddalił jako bezzasadną skargę Gazpromu w całości oraz zasądził od Gazpromu na rzecz PGNiG koszty zastępstwa procesowego. Wyrok nie był prawomocny. Sąd Apelacyjny przyznał możliwość odwołania się od wyroku do Sądu Najwyższego, uznając sprawę za precedensową. W dniu 11 kwietnia 2022 r. Spółka powzięła informację w Sądzie Apelacyjnym o niezłożeniu w przypisanym terminie skargi kasacyjnej przez Gazprom. Wyrok stał się prawomocny.

#### Rozliczenia za gaz ziemny dostarczany w ramach Kontraktu jamalskiego oraz wstrzymanie dostaw gazu ziemnego przez Gazprom

W dniu 31 marca 2021 r. opublikowano Dekret Prezydenta Federacji Rosyjskiej nr 172 „o specjalnej procedurze wykonania zobowiązań zagranicznych nabywców wobec rosyjskich dostawców gazu ziemnego” („Dekret”) w następstwie którego Gazprom wystąpił do PGNiG z oczekiwaniem dokonania zmian warunków Kontraktu jamalskiego m.in. poprzez wprowadzenie rozliczeń w rublach rosyjskich.

W dniu 12 kwietnia 2022 r. Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję o kontynuowaniu rozliczania zobowiązań PGNiG za gaz dostarczony przez Gazprom w ramach Kontraktu jamalskiego, zgodnie z jego obowiązującymi warunkami oraz o niewyrażeniu zgody na wykonywanie przez PGNiG zobowiązań rozliczeniowych za gaz ziemny dostarczany przez Gazprom w ramach Kontraktu jamalskiego zgodnie z zapisami Dekretu.

Od dnia 27 kwietnia 2022 r. od godz. 8:00 CET Gazprom całkowicie wstrzymał dostawy gazu ziemnego w ramach Kontraktu jamalskiego powołując się na wprowadzony przez Dekret zakaz realizacji dostaw gazu ziemnego do zagranicznych nabywców z

krajów „nieprzyjaznych Federacji Rosyjskiej” (w tym z Polski), jeżeli płatności za gaz ziemny dostarczany do takich krajów począwszy od dnia 1 kwietnia 2022 r. będą dokonywane niezgodnie z warunkami Dekretu.

W odpowiedzi PGNiG podjęło działania zmierzające do zabezpieczenia interesów Spółki w ramach przysługujących jej uprawnień kontraktowych obejmujące m.in. wezwanie do realizacji dostaw i respektowania warunków rozliczeniowych i innych warunków obowiązującej strony do końca 2022 r. umowy.

Pomimo wezwania ze strony PGNiG, do dnia 30 czerwca 2022 r. dostawy gazu ziemnego nie zostały przez Gazprom wznowione, a Gazprom odmawia rozliczeń w oparciu o obowiązujące warunki kontraktowe.

### Dostawy gazu LNG

W I półroczu 2022 r. PGNiG odebrało w terminalu LNG w Świnoujściu sumie 26 ładunków LNG z 1,96 mln ton LNG, tj. około 29,89 TWh lub 2,72 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego po regazyfikacji, w tym:

- 7 ładunków w ramach kontraktów długoterminowych z Qatargas, a wolumen importu z Kataru wyniósł 0,64 mln ton, czyli około 9,78 TWh lub około 0,98 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego po regazyfikacji;
- 16 dostaw *spot*;
- 2 dostawy na bazie kontaktu średnioterminowego zawartego z Centrica;
- 1 ładunek w ramach kontraktu długoterminowego zawartego z Cheniere.

### Sprzedaż gazu przez PGNiG

Klienci nabywają od PGNiG paliwo gazowe po cenach rynkowych, zgodnie z formułami oraz mechanizmami wynikającymi z zawartych umów. Umowy uwzględniają indywidualne wyceny sporządzane przy zastosowaniu jednolitej i obiektywnej metody wyceny.

W I półroczu 2022 r., podobnie jak latach poprzednich, z powodzeniem kontynuowano strategię sprzedaży, w wyniku której PGNiG utrzymało portfel dotychczasowych klientów. Strategicznymi odbiorcami gazu ziemnego PGNiG w Polsce są odbiorcy przemysłowi, do których należą m.in.: PKN ORLEN, Grupa Azoty, LOTOS Asphalt, PGE Polska Grupa Energetyczna, KGHM Polska Miedź, Grupa Kapitałowa ArcelorMittal, CMC POLAND, PGNiG TERMIKA i Elektrociepłownia Stalowa Wola.

Sprzedaż gazu wysokometanowego sieciowego PGNiG na polskim rynku w I półroczu 2022 r. wyniosła 105,9 TWh (ok. 9,65 mld m<sup>3</sup>). W porównaniu do I półroczu 2021 r., w którym sprzedaż PGNiG wyniosła 104,9 TWh (9,56 mld m<sup>3</sup>), odnotowano wzrost o 1%.

### Sprzedaż gazu przez PST

Na dzień 30 czerwca 2022 r. PST dostarczało paliwo gazowe (gaz E) do 21 klientów (42 punkty dostawy w Polsce). Klientami PST – oddział w Polsce – są największe podmioty komercyjne (kapitał prywatny) z branży szklarskiej, ceramicznej, motoryzacyjnej, metali niezależnych, chemicznej, spożywczej i rolniczej, odbierający paliwo gazowe na własne potrzeby w punktach fizycznych, oraz klienci hurtowi odbierający paliwo gazowe w punkcie wirtualnym lub fizycznym celem dalszej odsprzedaży.

PST Oddział w Polsce wspiera PGNiG OOH i PGNiG OD w dostawach *small scale LNG* (SSLNG) z terminalu Kłajpedy LNG FSRU na Litwie do granicy z Polską. W pierwszych 6 miesiącach 2022 r. zrealizowano dostawę 59 GWh.

### Eksport

W I połowie 2022 r. PGNiG realizował dostawy gazu ziemnego do Grupy Kapitałowej ERU na granicy polsko-ukraińskiej w wysokości ok. 1,2 TWh (ok. 0,1 mld m<sup>3</sup> PN) w tym w ramach dostaw LNG z USA do terminala LNG w Świnoujściu, które po regazyfikacji zostały dostarczone do punktu dostawy na połączeniu polskiego i ukraińskiego systemu przesyłowego. Pomimo prowadzonych działań wojennych na terenie Ukrainy dostawy były kontynuowane w drugim kwartale br. PGNiG stale monitoruje sytuację na rynku ukraińskim oraz możliwości współpracy handlowej.

### Sprzedaż gazu na TGE realizowana przez PGNiG

Wolumen gazu sprzedanego przez PGNiG na TGE w I półroczu 2022 r. (liczony po dacie dostawy w tym okresie) wyniósł 64,54 TWh (5,8 mld m<sup>3</sup>) i spadł w porównaniu do I półroczu 2021 r. o około 2,2 TWh.

### Sprzedaż gazu LNG małej skali

W I połowie 2022 r. PGNiG kontynuowało rozwój swojej działalności na rynku LNG małej skali, czyli sprzedaży gazu za pomocą transportu cysternami skroplonego gazu do zakładów lub stacji regazyfikacyjnych, które nie mają dostępu do sieci dystrybucyjnej. Utrzymywany jest wysoki poziom sprzedaży paliwa, które trafia do odbiorców końcowych w postaci skroplonej. W I połowie 2022 r. załadowano w terminalu LNG w Świnoujściu 2714 cystern LNG, podczas gdy w I połowie 2021 r.: 2900. Spółka wprowadziła na rynek 58,2 tys. ton LNG, z czego przez Świnoujście: 48,6 tys. ton, natomiast sprzedaż z Odolanowa i Grodziska wyniosła 9,6 tys. ton. Łącznie w okresie od 2016 do I półroczu 2022 r. PGNiG wprowadziło na rynek 459,5 tys. ton LNG, z czego z terminala LNG w Świnoujściu: 319,8 tys. ton, natomiast sprzedaż z Odolanowa i Grodziska wyniosła 139,7 tys. ton. Dodatkowo od kwietnia 2020 r. w terminalu LNG małej skali w Kłajpedzie PGNiG dokonało przeładunku na cysterny 20 tys. ton LNG.

## Sprzedż energii elektrycznej

PGNiG w zakresie działalności na rynku energii elektrycznej zajmuje się przede wszystkim obrotem hurtowym, zapewniając dostęp do rynku spółkom z GK PGNiG. Łączna sprzedaż energii elektrycznej do przedsiębiorstw obrotu i na giełdzie stanowiła w I półroczu 2022 r. ponad 90% całości sprzedaży energii elektrycznej. PGNiG realizowało usługi bilansowania handlowego na rzecz PGNiG TERMIKA i PGNiG TERMIKA EP oraz usługę operatora handlowo-technicznego na rzecz PGNiG TERMIKA.

## Rynek mocy

W I półroczu 2022 r. PGNiG realizowało umowy zawarte na aukcjach głównych oraz dodatkowych w latach poprzednich:

- roczną, na dostawy w 2022 r. (łącznie moc netto 21,5 MW);
- kwartalną, na dostawy w I kwartale 2022 r. (86MW)
- kwartalną, na dostawy w I i IV kwartale 2022 r. (140 MW)

W 2022 r. PGNiG aktywnie uczestniczyło we wtórnym obrocie na rynku mocy. W I półroczu 2022 r. PGNiG nie wzięło udziału w aukcjach zorganizowanych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. W tym okresie odbyły się akcje dodatkowe na rok 2023.

## Perspektywy obrotu hurtowego w Polsce

PGNiG posiada zabezpieczone w perspektywie długoterminowej moce regazyfikacyjne i przesyłowe pozwalające na pokrycie zapotrzebowania na import ze strony polskiego rynku hurtowego. Niezależnie od zaprzestania realizacji dostaw w ramach Kontraktu jamalskiego przez Gazprom, PGNiG realizuje import w oparciu o zdywersyfikowane portfolio kontraktów zakupowych. PGNiG współpracuje również ze spółkami GK PGNiG aktywnymi na europejskim rynku hurtowym i LNG oraz rozwijającymi pozycję GK PGNiG jako producenta gazu na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

W przypadku wystąpienia nieprzewidzianego wzrostu zapotrzebowania na paliwo gazowe PGNiG będzie dokonywać zakupów gazu ziemnego w ramach umów krótkoterminowych na rynkach ościennych lub na rynku LNG. Przepustowości nowych połączeń transgranicznych: oddane (Polska-Litwa) i planowane do oddania (Baltic Pipe, Polska-Słowacja) na 2022 r.; a w kolejnych latach również dodatkowe przepustowości terminala LNG w Świnoujściu, umożliwią dostarczenie do Polski zwiększonych ilości gazu sieciowego i LNG oraz bilansowanie rynku w momentach niedoboru lub nadwyżek gazu.

### 4.2.2.2 Działalność hurtowa za granicą

#### PGNiG Supply&Trading (PST)

PST w ramach wykonywanej działalności posiada możliwość obrotu paliwami gazowymi w Polsce, Niemczech, Holandii, Belgii, Austrii, Norwegii (Gassled System), Danii, Wielkiej Brytanii, Francji, Czechach, Słowacji, na Ukrainie, Litwie, Łotwie oraz na Węgrzech. Spółka aktywnie uczestniczy w handlu na zorganizowanych rynkach (giełdach) oraz w obrocie pozagiełdowym (OTC) współpracując z ponad 150 kontrahentami na bazie kontraktów EFET (umowy ramowe dotyczące obrotu gazem i energią elektryczną) oraz podobnych standaryzowanych kontraktach. W celu prowadzenia działalności handlowej na globalnym rynku LNG spółka posiada oddział w Londynie. W pierwszej połowie 2022 roku zrealizowano dwadzieścia jeden dostaw LNG, z czego 3 do terminalu FSRU w Kłajpedzie na Litwie. Przekłada się to na dostawę 19,0 TWh LNG do terminalu w Świnoujściu oraz 2,9 TWh do terminalu w Kłajpedzie.

W 2021 r. w celu zwiększenia obecności w rejonie Europy Środkowo - Wschodniej spółka została członkiem węgierskiej giełdy gazu CEEGEX oraz giełdy GET Baltic dla rynku litewskiego. PST kontynuuje działalność w zakresie obrotu kontraktami terminowymi na ropę Brent oraz na gaz w USA Henry Hub poprzez giełdy: ICE Futures Europe i ICE Futures U.S. Spółka prowadzi również handel energią elektryczną na rynku niemieckim, w ramach transakcji giełdowych (EEX) oraz na rynku pozagiełdowym (OTC).

#### Sprzedż produktów i działalność w I połowie 2022 r.

W I połowie 2022 r. w ramach transakcji giełdowych i pozagiełdowych PST sprzedało 64,0 TWh gazu dostarczanego gazociągami (w tym 15,4 TWh gazu od PGNiG UN oraz Grupy LOTOS S.A.), 21,9 TWh LNG oraz 0,3 TWh energii elektrycznej. Największym rynkiem były dostawy do i w Polsce, gdzie sprzedano 58% wolumenu, natomiast udział rynków niemieckiego i holenderskiego w sprzedaży wyniósł odpowiednio 18% i 12%.

Od 2019 r. PST rozpoczęła odbiór gazu od LOTOS Exploration & Production Norge AS, na mocy umowy dotyczącej sprzedaż gazu wydobytego na koncesjach, znajdujących się na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Wolumen odebranego gazu z tego kontraktu wyniósł w I półroczu 2021 r.: 1,9 TWh.

Jeszcze w 2021 r. PST podpisała kontrakt na dostawy gazu na wybrzeżu niemieckim na rok gazowy 2021 oraz uzgodniła kontrakt na zwiększone dostawy gazu od 2022 r. z TotalEnergies Norge. Ponadto PST podpisało umowę na dostawę do duńskiego hubu gazowego z Shell Energy Europe Ltd (sprzedający) i M Vest Energie AS (producent), oraz wygrała przetarg na sprzedaż gazu wydobywanego ze złóż Duva i Nova, który będzie transportowany do Wielkiej Brytanii (sprzedający: Sval Energie AS).

Ponadto PST podpisał średnioterminową umowę z duńskim operatorem magazynów (Gas Storage Denmark A/S) i rozpoczął napełnianie magazynu od kwietnia 2022 r. w celu zwiększenia bezpieczeństwa dostaw do Polski przez Baltic Pipe.

## Perspektywy obrotu hurtowego za granicą

### PST

PST spodziewa się obniżonej aktywności handlowej na rynkach hurtowych, z uwagi na wysoką zmienność rynku oraz bezprecedensowo wysokie ceny, co pociągnęło za sobą wzrost ryzyka kredytowego oraz następnie ograniczenie płynności na rynku OTC. Powyższe czynniki spowodowały duże wyzwanie płynnościowe dla PST i wszystkich podmiotów na rynku energetycznym. Ponadto zmniejszone przepływy gazu z Rosji sprawiają, że rynek fizyczny jest podatny na potencjalne zakłócenia w dostawach. Znajduje to odzwierciedlenie w środkach podjętych przez kilka krajów w Europie (m.in. Niemcy – wprowadziły drugi etap gazowego planu awaryjnego).

Z uwagi na powyższe czynniki GK PGNiG przewiduje ograniczenie działalności PST w obszarze handlu na własny rachunek w porównaniu z okresem przed wybuchem pandemii i kryzysem cenowego na rynku gazu i energii elektrycznej. Niezależnie od przejściowych ograniczeń związanych z pandemią i kryzysem dot. cen na rynku energetycznym, PST będzie kontynuowało rozwój działalności w kluczowych dla strategii spółki obszarach w tym w szczególności w handlu LNG, realizacji dostaw z obszaru Morza Północnego i Norweskiego oraz handlu gazem na rynkach Europy Środkowo-Wschodniej.

PST rozwija swoją działalność LNG w zakresie dostaw *delivery-ex-ship* oraz *free-on-board* zarówno na rynku *spot*, jak i na podstawie kontraktów średnioterminowych. W maju 2022 r. PST odebrało pierwszy ładunek LNG *free-on-board* z USA, który został dostarczony do terminalu w Świnoujściu na pokładzie wyczarterowanego gazowca Maran Gas Apollonia. Rozszerzenie kompetencji handlowych i logistycznych w zakresie zarządzania tonażem LNG pozwoli na dalszy rozwój handlu LNG w ramach GK PGNiG w celu wytworzenia możliwości optymalizacji kontraktów długoterminowych od 2023 r. W celu realizacji kontraktów długoterminowych na dostawy *free-on-board*, PST zawarło umowy na czarter jedenastu gazowców, które będą mogły odbierać oraz transportować zakontraktowany wolumen LNG. Ponadto PST posiada zakontraktowane moce regazyfikacyjne terminala LNG Montoir we Francji, które obejmują 10 slotów w 2023 r. oraz 15 slotów rocznie w latach 2024-2029.

Przygotowując się do rozpoczęcia dostaw gazu do Polski przez Baltic Pipe, spółka zwiększyła swoją aktywność na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NSK) oraz Duńskim Szelfie Kontynentalnym (DSK). Celem działalności jest umożliwienie dostaw gazu ziemnego z NSK i DSK do Polski. Ponadto PST rozpoczęła pozyskiwanie i sprzedaż ciekłych produktów, będących pochodnymi wydobycia gazu ziemnego i powstających podczas jego przetwarzania tzw. *natural gas liquids* (propan / butan / nafta / etan) w ramach prowadzonej działalności na NSK.

PST zwiększa swoją aktywność w regionie Europy Środkowo-Wschodniej w celu dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski oraz optymalizacji portfela grupy PGNiG w regionie. Szczególnie istotny dla PST jest rozwój na rynkach, które dzięki powstającej infrastrukturze gazowej nabiorą strategicznego znaczenia dla rynku polskiego w sposób bezpośredni – dotyczy to takich krajów, jak: Słowacja, Ukraina i Litwa oraz pośredni: Włochy, Węgry, Łotwa i Estonia. Zbudowanie kompetencji oraz umocnienie obecności w regionie pozwoli na pozyskanie dodatkowego rynku zbytu dla gazu z kierunku północnego oraz optymalizację portfela gazowego z wykorzystaniem m.in. systemu magazynowania w Polsce, Ukrainie i Łotwie. Spółka zarezerwowała moce regazyfikacyjne w terminala LNG na Litwie oraz uruchomiła od 1 maja 2022 r. dostawy z tego źródła do PGNiG. Jednocześnie PST rozpoczęła obrót (sprzedaż oraz zakup) na giełdzie GET Baltic oraz sprzedaż do odbiorców hurtowych z Litwy i Estonii. PST zamierza ponadto rozpocząć działalność handlową we Włoszech oraz w Rumunii pod koniec 2022 r.

### PGNiG

W I połowie 2022 r. GK PGNiG zarezerwowała moce regazyfikacji w litewskim terminalu pływającym FSRU „Independence” w okresie maj-grudzień 2022. Dotychczas miały miejsce 3 dostawy (2 z USA, 1 z Norwegii), a w sumie dostarczono 0,19 mln ton LNG (2,89 TWh lub 430 tys. m<sup>3</sup> LNG). Gaz dostarczany w ten sposób trafia nie tylko na rynek polski, ale również na rynek państw bałtyckich.

PGNiG w dniu 29 listopada 2019 r. podpisało umowę na wyłączne użytkowanie przez 5 lat nabrzeżnej stacji odbioru i przeładunku LNG małej skali w Kłajpedzie. Dla PGNiG to istotny krok w budowie kompetencji i pozycji na rynku w Europie Środkowo-Wschodniej i basenie Morza Bałtyckiego. Od momentu rozpoczęcia działalności 1 kwietnia 2020 r. Spółka dostarczyła do Kłajpedy 14 ładunków drogą morską, a z terminalu wyjechało 1112 autocystern z łącznym ładunkiem ponad 20 tys. ton LNG w większości z przeznaczeniem na rynek polski, a także rynki litewski, łotewski i estoński.

Terminal, oprócz przeładunków na autocysterny, daje również możliwość bunkrowania statków. Pozwala to budować kompetencje w tym zakresie, a w przyszłości umożliwi wykorzystać potencjał rozbudowywanego terminalu w Świnoujściu.

## 4.2.3 Obszar działalności detalicznej

### Zakup gazu

Zakup gazu ziemnego wysokometanowego realizowany jest z trzech podstawowych źródeł:

- zakup gazu wysokometanowego na Towarowej Giełdzie Energii S.A. (TGE);
- zakup gazu wysokometanowego na mocy umowy bilateralnej zawartej z dostawcą do punktu wirtualnego w sieci przesyłowej GAZ-SYSTEM;
- zakup gazu na mocy umowy bilateralnej zawartej z PGNiG z dostawą do punktu fizycznego Słubice.

Największy udział w globalnym wolumenie zakupu gazu wysokometanowego przypada na transakcje przeprowadzane na TGE. W portfelu zakupowym PGNiG OD poza gazem ziemnym wysokometanowym występuje również gaz zaazotowany oraz gaz ziemny wysokometanowy w postaci skroplonej LNG. Zakup gazu zaazotowanego realizowany jest na podstawie umowy bilateralnej z PGNiG, natomiast zakup gazu w postaci skroplonej LNG realizowany jest na podstawie umów bilateralnych z PGNiG oraz z PST Oddział w Polsce.

## Sprzedaż gazu

Wśród klientów PGNiG OD znajdują się zarówno konsumenci, jak i klienci niebędący konsumentami (w tym w szczególności małe i średnie firmy). Odbiorców kwalifikuje się do grup taryfowych stosownie do:

- rodzaju pobieranego paliwa gazowego – gaz wysokometanowy lub gaz zaazotowany;
- mocy umownej;
- rocznej ilości umownej – dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 110 kWh/h;
- systemu rozliczeń – według częstotliwości rozliczeń odbiorców o mocy umownej nie większej niż 110 kWh/h.

Klienci rozliczani w grupach taryfowych 1-4 kupują paliwo gazowe przeznaczone głównie do przygotowywania posiłków, ogrzewania wody oraz pomieszczeń i w procesach produkcyjnych. Gospodarstwa domowe są objęte zatwierdzoną przez Prezesa URE taryfą regulującą ceny gazu ziemnego. Ponadto, Ustawa z dnia 26 stycznia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców paliw gazowych w związku z sytuacją na rynku gazu rozszerzyła grupę podmiotów, uprawnionych do korzystania z ochrony taryfowej. Tym samym z cen taryfowych gazu ziemnego mogą korzystać m.in.: spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe, a także szpitale, domy pomocy społecznej, szkoły, przedszkola i żłobki oraz szereg innych społecznie wrażliwych odbiorców.

W I półroczu 2022 r. obowiązywała „Taryfa PGNiG OD w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 11”, którą Prezes URE zatwierdził decyzją z dnia 17 grudnia 2021 r. Taryfa obowiązuje od 1 stycznia 2022 r. do 31 grudnia 2022 r. i została ustalona w oparciu o zapisy Ustawy z dnia 7 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne, która wprowadziła możliwość skorzystania – przez sprzedawców paliwa gazowego do odbiorców w gospodarstwach domowych – z mechanizmu ujęcia w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE tylko części kosztów zakupu paliwa gazowego, umożliwiając jednocześnie odzyskanie faktycznych kosztów w ciągu kolejnych trzech lat od zakończenia obowiązywania taryfy zatwierdzonej na podstawie tych przepisów. Ponadto, na mocy ww. ustawy PGNiG OD, za dostarczane w 2022 r. paliwo gazowe do odbiorców końcowych rozliczanych po cenach taryfowych, korzysta z rekompensat, które równoważą PGNiG OD ponoszone przez nią faktyczne koszty nabycia paliwa gazowego do tych odbiorców. Rekompensaty te połączone są z mechanizmem przewidzianym w art. 62 f ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, na podstawie którego PGNiG OD skalkulowało taryfę na 2022 r., w ten sposób, że pomniejszając koszty do odzyskania w kolejnych taryfach kalkulowanych na kolejne 3 lata począwszy od 1 stycznia 2023 r. Ponadto, rekompensaty te dotyczą faktycznych kosztów nabywanego w 2022 r. paliwa gazowego do odbiorców, dla których ochrona została rozszerzona, o czym mowa powyżej.

Na koniec I półrocza 2022 r. PGNiG OD obsługiwało łącznie ok. 7,16 mln odbiorców gazu ziemnego z grup taryfowych 1-4 (zarówno gazu ziemnego wysokometanowego, jak i gazu ziemnego zaazotowanego) oraz prawie 33 tys. punkty poboru gazu (PPG) w grupach taryfowych 5-7. Do odbiorców segmentu biznesowego należą klienci, którzy pobierają paliwo gazowe zarówno na cele technologiczne, jak i cele grzewcze, a rozliczenie z nimi następuje na podstawie tzw. cenników oraz ofert specjalnych.

## Sprzedaż pozostałych węglowodorów

PGNiG OD rozszerzyło działalność w zakresie sprzedaży gazu CNG o kolejne 23 stacje tankowania CNG i LCNG wybudowane przez PSG w ramach ustawy o elektromobilności. Obecnie trwają czynności odbiorowe polegające na przekazaniu stacji przez PSG do PGNiG OD jako operatora stacji.

## Polityka handlowa – segment business-to-customer (B2C)

Ważnym czynnikiem determinującym zasady polityki sprzedażowej spółki dot. sprzedaży gazu dla Klientów indywidualnych jest obowiązek zatwierdzania taryf przez Prezesa URE. Zniesienie tego obowiązku zgodnie z uprzednio obowiązującymi regulacjami prawnymi miało nastąpić od stycznia 2024 r. Ze względu jednak na wydarzenia związane z kryzysem na rynku hurtowym paliwa gazowego, obowiązek taryfowy przedłużony został do końca 2027 r.

W I półroczu 2022 r. PGNiG OD wprowadziło do oferty usługę „Bezpieczeństwo Osobiste” – ubezpieczenie, które zapewnia ochronę w przypadku utraty portfela, dokumentów lub dokonania nieuprawnionych transakcji w internecie. Ponadto, w bieżącym roku rozpoczęto sprzedaż własną kondensacyjnych kotłów gazowych, a także uruchomiono program dofinansowań do wymiany urządzeń służących do celów grzewczych lub przygotowywania ciepłej wody użytkowej skierowany do konsumentów mieszkających w budynkach jednorodzinnych.

## Polityka handlowa – segment business-to-business (B2B)

Podstawową ofertą gazową stanowi cennik, który nie podlega obowiązkowi zatwierdzenia przez Prezesa URE. Oferta cennikowa umożliwia klientom elastyczność dotyczącą czasu obowiązywania kontraktu. Cennik „Gaz dla Biznesu” nr 9 obowiązuje od 24 grudnia 2021 r. Ponadto PGNiG OD 14 stycznia 2022 r. uruchomiła ofertę z mechanizmem automatycznej obniżki cennika. Stanowi ona czasowe obniżenie cen paliwa gazowego dla klientów korzystających z cennika „Gaz dla Biznesu” nr 9. Dotychczasowe poziomy automatycznej obniżki wyniosły:

- 25% – od cen określonych w cenniku w okresie od 14 stycznia 2022 r. do 31 stycznia 2022 r.;
- 35% – od cen określonych w cenniku w okresie od 1 lutego 2022 r. do 31 marca 2022 r.;
- 15% – od cen określonych w cenniku w okresie od 1 kwietnia 2022 r. do 31 maja 2022 r.;
- 25% – od cen określonych w cenniku w okresie od 1 czerwca 2022 r. do 30 czerwca 2022 r.

Standardowymi produktami są również oferty specjalne w ramach kontraktów terminowych, bazujące zarówno na stałej cenie, jak i zmiennej cenie opartej o notowania wybranych indeksów giełdowych.

Istotnym punktem w ramach obszaru związanego z ofertą gazową w okresie I półrocza 2022 r. była unifikacja portfolio ofertowego dla klientów pobierających gaz wysokometanowy oraz gaz zaazotowany, obecnie te dwie grupy odbiorców mogą skorzystać z tego samego pakietu ofert.

### Sprzedaż awaryjna / rezerwowa / z urzędu paliwa gazowego

PGNiG OD pełni rolę „sprzedawcy rezerwowego” i „sprzedawcy z urzędu” (w związku z ustawą z dnia 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw). W I półroczu 2022 r., w związku z zaprzestaniem dostarczania paliw gazowych przez spółki energetyczne: Avrio Media sp. z o.o., Energy Gate Europe sp. z o.o., Audax Energia sp. z o.o., Green SA, Novatek Green SA oraz wygaśnięciem z początkiem doby gazowej na dany dzień umów kompleksowych dostarczania paliwa gazowego zawartych z różnymi sprzedawcami paliwa gazowego, PGNiG OD zapewniło klientom tych spółek oraz tych sprzedawców nieprzerwane dostawy paliwa gazowego w ramach działania sprzedawcy rezerwowego lub z urzędu.

### Sprzedaż energii elektrycznej

Wśród Klientów PGNiG OD znajdują się zarówno konsumenci, jak i Klienci niebędący konsumentami, którzy zawarli umowy kompleksowego dostarczania energii elektrycznej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej. Według stanu na koniec czerwca 2022 r. obsługiwano ponad 96,3 tys. punktów poboru energii.

### Perspektywy obrotu detalicznego w Polsce

Podstawowym produktem decydującym o wyniku spółki jest gaz ziemny sieciowy, którego rynek na przełomie lat 2021-2022 doświadcza nadzwyczajnych wzrostów cen. Spółka musiała dostosowywać się do wyzwań związanych z drastycznym wzrostem cen hurtowych na rynkach podstawowych, zmianami regulacyjnymi oraz wprowadzaniem preferencji dla technologii alternatywnych względem paliw kopalnych. Podstawowe wyzwania i ryzyka dla PGNiG OD można podsumować następująco:

- Drastyczny wzrost/zmienność cen gazu ziemnego – zarówno w wymiarze bezpośredniego wpływu na wyniki finansowe, jak również w ujęciu wolumenowym (decyzje zakupowe i inwestycyjne Klienta, na które negatywnie wpływają wzrosty cen oznaczające mniejszą konkurencyjność względem innych nośników energii) oraz w wymiarze wizerunkowym i komunikacyjnym (m.in. zagrożenie dla efektów działań promujących paliwo gazowe i skuteczności mechanizmów wsparcia dla inicjatyw poprawiających jakość powietrza).
- Postępująca transformacja energetyczna będąca wynikiem zarówno polityki klimatycznej na poziomie Unii Europejskiej jak i oczekiwań rynku oraz wynikające z niej wyzwania konkurencyjne, technologiczne i inwestycyjne – planowane wdrożenie pakietu Fit for 55 oraz RePowerEU.
- Pogorszenie pozycji gazu ziemnego jako paliwa przejściowego gazu ziemnego w transformacji energetycznej w ramach taksonomii UE, poprzez podniesienie wymagań dla nowych inwestycji opartych o paliwo gazowe.
- Ryzyko zastępowania paliwa gazowego przez Klientów z grup taryfowych 1-4 rozwiązaniami alternatywnymi w obszarze c.o. i c.w.u. , wspieranymi w ramach środków pomocowych pochodzących z różnych programów publicznych.
- Ryzyko substytucji rozwiązań opartych o gaz ziemny, rozwiązaniami zeroemisyjnymi w sektorze przedsiębiorstw.

Równocześnie zmiany w otoczeniu spółki generują szereg szans, które spółka wykorzystuje lub zamierza wykorzystywać. Należą do nich w głównej mierze:

- Rozwój popytu na różnorodne rozwiązania multienergetyczne, zaspokajające wszystkie potrzeby Klienta.
- Rosnąca świadomość możliwości i zapotrzebowania na usługi z zakresu efektywności energetycznej.
- Przyszłe oraz już dostępne na rynku programy i mechanizmy dofinansowania transformacji energetycznej po stronie Klientów.
- Przypisanie gazowi ziemnemu roli źródła „zielonej energii” w związku z założeniami i celami polityki neutralności klimatycznej do 2050 r. poprzez uwzględnienie gazu ziemnego w taksonomii UE.
- Coraz szersze wykorzystanie potencjału sprzedażowego do aktualnej bazy Klientów B2C poprzez m.in. wprowadzanie kolejnych produktów dodatkowych, m.in. kotły gazowe, pompy ciepła, instalacje fotowoltaiczne.
- Digitalizacja i wykorzystanie potencjału już istniejących kanałów sprzedaży i obsługi Klienta – rozwój w kierunku wielokanałowej obsługi, wykorzystanie doświadczeń i możliwości elektronicznych kanałów obsługi Klienta, w tym aplikacji mobilnej.
- Rosnące zapotrzebowanie Klientów B2B na rozwój zaawansowanych produktów w zakresie gazu (w tym LNG) i energii elektrycznej oraz usług i produktów około-energetycznych, w tym usług doradczych i innych rozwiązań pozwalających na optymalizację kosztów.

- Rozwój oferty w obszarze rozwiązań hybrydowych, nowych modeli zaspokajania potrzeb energetycznych także w zakresie rozwiązań OZE - w odpowiedzi na zmieniające się oczekiwania Klientów oraz możliwości dofinansowania inwestycji.
- Rozwój zapotrzebowania na paliwa dla niskoemisyjnego transportu lądowego i morskiego.

#### 4.2.4 Magazynowanie

GSP w ramach wykonywanej działalności posiada koncesję na magazynowanie paliwa gazowego w instalacjach magazynowych. Rozliczenia w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego prowadzone były w oparciu o następujące taryfy:

- zmianę nr 3 Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2021, obowiązującą w okresie od godz. 6:00 dnia 1 stycznia 2022 r. do godz. 6:00 dnia 4 czerwca 2022 r.;
- taryfę w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2022, obowiązującą w okresie od godz. 6:00 dnia 4 czerwca 2022 r.

Na 30 czerwca 2022 r., w ramach długoterminowych umów o świadczenie usług magazynowania, GSP rozdysponowała zdolności magazynowe w ilości 175,02 tys. pakietów, w tym 70,97 tys. pakietów w usługach magazynowania na warunkach ciągłych oraz 104,05 tys. pakietów na warunkach przerywanych. Natomiast w ramach krótkoterminowych usług magazynowania na warunkach przerywanych, GSP rozdysponowała zdolności magazynowe w ilości 1,66 tys. pakietów, z terminem świadczenia usługi magazynowania od 1 lipca 2022 r.

#### Udostępnione pojemności magazynowe

Na 30 czerwca 2022 r. GSP dysponowała łącznie 3 230,6 mln m<sup>3</sup> pojemności magazynowych czynnych instalacji magazynowych. W ramach tych pojemności GSP udostępniła na zasadach *third-party access* (TPA) oraz na potrzeby operatora systemu przesyłowego gazowego łącznie 3 190,3 mln m<sup>3</sup> pojemności czynnych w ramach usług długoterminowych. W dniu 20 czerwca 2022 r. GSP ogłosiła udostępnienie od 1 lipca 2022 r. 30,3 mln m<sup>3</sup> z 33,3 mln m<sup>3</sup> pojemności czynnej w ramach usług krótkoterminowych na warunkach przerywanych, których udostępnienie jest zależne od warunków technicznych magazynów w kawernach solnych. Ponadto, GSP przeznaczyła 7,0 mln m<sup>3</sup> pojemności czynnej na potrzeby zużycia własnego instalacji technologicznej KPMG Mogilno i KMPG Kosakowo.

#### Usługa biletowa magazynowania - PGNiG

Usługa biletowa świadczona przez PGNiG umożliwia podmiotom importującym gaz ziemny do Polski lub dokonującym obrotu z zagranicą wywiązać się z ustawowego obowiązku utrzymywania zapasu obowiązkowego. Spółka realizowała umowy na świadczenie usługi biletowej zawarte na rok gazowy 2021/2022, podpisane z 9 przedsiębiorstwami energetycznymi. Łączny wolumen zapasów gazu utrzymywanych przez PGNiG na rzecz innych podmiotów to ponad 315 GWh gazu ziemnego w roku gazowym 2021/22. PGNiG w ramach usługi biletowej utrzymuje zapasy gazu we własnych magazynach gazu, których operatorem jest GSP.

#### Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość w obszarze magazynowania

GSP planuje rozszerzyć działalność w obszarze magazynowania, w szczególności magazynowania energii w postaci wodoru i sprężonego powietrza, oraz magazynowania paliw gazowych tj. wodór, biometan i paliw płynnych w celu poszerzenia swojej bazy klientów i zagwarantowania nowych źródeł przychodów.

Na podstawie podpisanego porozumienia z PGNiG będą kontynuowane prace przy projekcie pn. „Budowa Wielkoskalowego Magazynu Energii Mogilno” oraz INGA2\_Kawsol.

### 4.3 Segment Dystrybucja

Podstawową działalność segmentu stanowi dostarczanie siecią dystrybucyjną gazu wysokometanowego i zaazotowanego, a także niewielkich ilości gazu koksowniczego do klientów detalicznych i korporacyjnych. Ponadto, segment prowadzi prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej oraz dokonuje przyłączeń nowych klientów. Dystrybucją gazu ziemnego zajmuje się Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. (PSG), która jako operator systemu dystrybucyjnego prowadzi działalność gospodarczą na terenie wszystkich województw. Spółka ma dominujący udział w rynku, należy do niej większość sieci dystrybucyjnej oraz przyłączy zlokalizowanych w Polsce.

#### 4.3.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne

Tabela 17 Wolumen dystrybucji gazów

mln m <sup>3</sup> w jednostkach naturalnych	I pół. 2022	I pół. 2021	2021	2020	2019
Razem wolumen dystrybucji gazów, w tym:	6 530	7 349	13 138	11 570	11 531
gaz wysokometanowy (E)	5 764	6 459	11 488	10 194	9 976
gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	544	646	1 150	1060,59	1048

Tabela 18 Długość sieci dystrybucyjnych

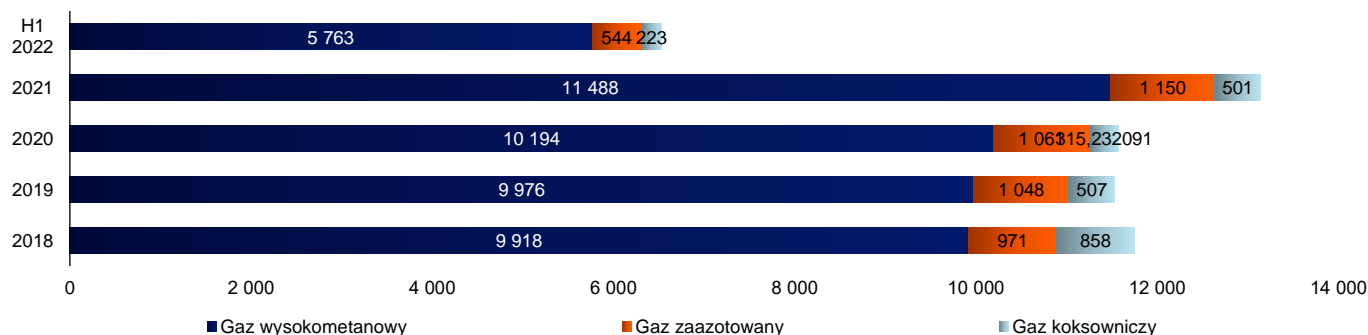
tys. km	I pół. 2022	2021	2020	2019	2018
Długość sieci dystrybucyjnych	204	201	195	191	186

W I półroczu 2022 r. zgazyfikowano 4 nowe gminy, a stopień pokrycia geograficznego pod kątem liczby zgazyfikowanych gmin na 30 czerwca 2022 r. wyniósł 68,67% (1701 z 2477 gmin).

### 4.3.2 Działalność w I półroczu 2022 r.

PSG jako operator systemu dystrybucyjnego zapewnia wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego na zasadach i w zakresie określonym w ustawie Prawo energetyczne oraz obowiązującym dla PSG „Programie zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu dystrybucyjnego”. Świadczenie przez PSG usług dystrybucji odbywa się na podstawie stosownych umów dystrybucyjnych. Na koniec I półrocza 2022 r. PSG dostarczała paliwo gazowe do 7,4 mln odbiorców. W I półroczu 2022 r. PSG zawarła łącznie 3 umowy dystrybucyjne ze sprzedawcami paliwa gazowego. W tym samym okresie miało miejsce ok. 11,5 tys. zmian sprzedawcy.

Wykres 3 Ilość gazu przesyłanego systemem dystrybucyjnym w okresie 2018 - I pół. 2022 r. w mln m<sup>3</sup>



PSG realizuje działania, które na koniec I półrocza 2022 r. zaowocowały zawarciem ponad 25 tys. umów przyłączeniowych, których efektem będzie budowa kolejnych 30 tys. przyłączy do sieci gazowej. Na koniec I półrocza 2022 r. wydano ponad 68 tys. warunków przyłączeniowych i wybudowano blisko 57 tys. sztuk przyłączy o łącznej długości ok. 549 km.

W I półroczu 2022 r. kontynuowano budowę, odbiory i uruchomienia stacji regazyfikacji LNG. W czerwcu 2022 r. dokonano odbioru technicznego stacji regazyfikacji w mieście Łukowa (jest to 6 stacja regazyfikacji LNG w woj. lubelskim budowana przez PSG). Ponadto pozyskano koncesję na skraplanie i regazyfikację do 3 stacji regazyfikacji LNG oraz udostępniono 3 stacje regazyfikacji LNG (stacje do 200 m<sup>3</sup>/h nie wymagają koncesji). Na koniec I półrocza 2022 PSG umożliwiła regazyfikację LNG i zasilanie wyspowych stref dystrybucyjnych oraz dosilenie sieci dystrybucyjnej z wykorzystaniem 97 stacji regazyfikacji LNG. Po dwóch kwartałach 2022 r. wolumen dystrybucji gazu po regazyfikacji do odbiorców (włączając stacje dosilające) wyniósł 127 GWh, co w stosunku do wolumenu za analogiczny okres 2021 r. oznacza wzrost o 13,5%.

Istotnym zdarzeniem mającym wpływ na realizację obowiązków operatorskich było zawarcie przez PSG umów kompleksowych zawierających postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej ze sprzedawcą z urzędu oraz sprzedawcami rezerwowymi, w imieniu i na rzecz odbiorców końcowych dla 3931 punktów wyjścia, w związku z zaprzestaniem dostarczania paliw gazowych przez sprzedawców paliw gazowych do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

Dodatkowo, w związku z konfliktem zbrojnym prowadzonym przez Rosję w Ukrainie oraz wydaniem decyzji ministra Ministerstwa Spraw Wewnętrznych i Administracji na podstawie art. 3 ust. 1 i 6 ustawy z dnia 13 kwietnia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie przeciwdziałania wspieraniu agresji na Ukrainę oraz służących ochronie bezpieczeństwa narodowego w dniu 25 kwietnia 2022 r., wpisano na listę sankcyjną z obszaru działania PSG spółkę Novatek Green Energy, która w odpowiedzi zaprzestała całkowicie świadczenia usług dostaw gazu. Wobec powyższego Prezes Rady Ministrów 29 kwietnia wydał decyzję na mocy ustawy o zarządzaniu kryzysowym zobowiązującą PSG, pod warunkiem wydania przez Prezesa URE niezbędnych do wykonania polecenia decyzji administracyjnych, do świadczenia usługi dystrybucyjnej oraz usługi regazyfikacji na zasadach bezpłatnego użyczenia przez Spółkę Novatek Green Energy sieci oraz instalacji regazyfikacji. W dniu 29 kwietnia 2022 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki udzielił PSG koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego na instalacjach regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego przejętych przez PSG oraz wyznaczył operatorem systemu dystrybucyjnego gazowego i operatorem systemu skraplania gazu ziemnego na wyżej wymienionych instalacjach i sieciach stanowiących własność Novatek Green Energy. Po uzyskaniu niezbędnych dokumentów PSG natychmiastowo przystąpiła do realizacji nałożonych zadań – we współpracy z PGNiG OD przywróciła dostawy do odciętych od gazu gmin. Ponadto PSG zawarła umowy kompleksowe zawierające postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej ze sprzedawcą z urzędu na rzecz odbiorców końcowych dla 946 punktów wyjścia przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wydanej PSG przez Novatek Green Energy.

Działalność PSG jest regulowana, poprzez koncesjonowanie działalności związanej z dystrybucją paliw gazowych oraz usługą regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, jak również poprzez zatwierdzanie przez Prezesa URE taryf dla usług dystrybucji. W I półroczu 2022 r. obowiązywała od 1 stycznia 2022 r. taryfa nr 10, której okres obowiązywania upływa z dniem 31 grudnia 2022 r.

### 4.3.3 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość



W perspektywie krótkoterminowej PSG podejmuje działania, które poprzez budowę sieci gazowej i przyłączanie odbiorców końcowych (przede wszystkim w ramach „zagęszczania sieci”, czyli przyłączenia do istniejącej sieci gazowej) wpisuje się w działania „walki ze smogiem”. Równolegle PSG bierze udział w kampanii pt. „Przyłącz się, bo liczy się każdy oddech”.

W ujęciu średnioterminowym PSG podejmuje działania związane z przebudową, modernizacją i budową nowej sieci gazowej celem zachowania bezpieczeństwa i ciągłości dostaw paliwa gazowego oraz długoterminowej przepustowości dla możliwości przyłączeń nowych odbiorców przemysłowych, w tym w szczególności ciepłownictwa zawodowego poniżej 50 MW. Wiąże się to z ustaleniami wynikającymi z Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2015/2193 z 25 listopada 2015 r. („Dyrektywa MCP”), która zastrzega normy emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania. Ustalenia te wskazują, że istniejące instalacje o mocy większej niż 5 MW mają na dostosowanie do nowych standardów emisyjnych czas do 2025 r., a te o mocy do 5 MW do 2030 r. Przejście na paliwo gazowe, poprzez przyłączenie do sieci gazowej, stanowi dla tych obiektów możliwość obniżenia emisji szkodliwych substancji.

PSG na bieżąco analizuje przedsięwzięcia B+R+I dotyczące badań wpływu domieszek wodoru i biometanu na zachowanie instalacji sieciowej oraz optymalizacji zarządzania infrastrukturą gazową, umożliwiające bezpieczny oraz efektywny transport tych „zielonych gazów” siecią dystrybucyjną będącą w eksploatacji spółki.

W okresie sprawozdawczym w PSG zakończone zostały wieloaspektowe analizy prowadzone w formule projektowej, obejmujące zakresem m.in. zagadnienia techniczne koncepcji przyłączenia biometanowni do sieci dystrybucyjnej, wpływu na taryfę, metodykę oceny opłacalności ekonomicznej przyłączenia źródeł paliw gazowych do sieci w przypadku zmiany paliwa z nieodnawialnego na odnawialne, w wyniku których opracowane zostały dwa preferowane warianty przyłączenia biometanowni do dystrybucyjnej sieci gazowej (do średniego ciśnienia i do wysokiego ciśnienia). Tej kategorii inwestycje przyłączeniowe uwzględnione zostały przez Prezesa URE „Projekcie Planu Rozwoju PSG na lata 2022-2026”. Są to nakłady na inwestycje niezbędne do przyłączenia 407 biometanowni o wydajności 500 m<sup>3</sup>/h, łącznie na poziomie ok. 1,63 mld m<sup>3</sup> rocznie; Spółka kontynuowała wydawanie Warunków przyłączenia lub Oświadczeń możliwości przyłączenia instalacji do wytwarzania biometanu zgodnie z opracowanymi standardami.

W I półroczu 2022 r. zakończone zostały również prace nad definicją wymogów dla załączania do sieci gazów domieszkowych, obejmującą wymogi techniczne dla sieci gazowej dla wprowadzania wodoru oraz gazów zawierających wodór w określonym stężeniu. Analizowane będą przedsięwzięcia, w które PSG będzie mogła się zaangażować we współpracy z innymi interesariuszami z: sektora energii, wytwórcami komponentów infrastruktury, podmiotami, o którym mowa w art. 7 ust. 1 pkt 1, 2 i 4-8 ustawy z dnia 20 lipca 2018 r. – Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce oraz innymi, których produkty umożliwią zweryfikowanie w rzeczywistym środowisku pracy sieci gazowej techniczne wytyczne dotyczące zakresu modernizacji sieci gazowej wymaganej do bezpiecznej dystrybucji gazu domieszkowanego wodorem lub czystego wodoru. Jednym z nich jest pilotażowe uruchomienie nowej linii biznesowej - transport wodoru rurociągami od źródła do użytkowników.

Mając na uwadze długofalową politykę Unii Europejskiej, tzw. Europejski Zielony Ład, zakładającą osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. oraz priorytet w wytwarzaniu energii z odnawialnych źródeł energii, PSG prowadzi będzie w formule projektowej dalsze analizy zagadnień dotyczących poszerzenia funkcjonalności infrastruktury gazowej o zdolność do transportu gazu ziemnego z domieszką innych gazów, przede wszystkim gazów ze źródeł OZE tj.: biometanu, wodoru oraz syntetycznego gazu ziemnego. Kontynuowana będzie także współpraca i wymiana doświadczeń z podmiotami zagranicznymi i krajowymi realizującymi działania w zakresie „power to gas” i przygotowaniem (eksploatacją) sieci gazowych do transportu gazu ziemnego z domieszką wodoru lub realizacją transportu czystego wodoru. W obszarze B+R analizy koncentrować się będą na możliwych do uruchomienia przedsięwzięciach dotyczących poszerzenia funkcjonalności sieci gazowej i przygotowania do dystrybucji gazów „zdekarbonizowanych”, podnoszenia efektywności dystrybucji paliw gazowych czy bezpieczeństwa eksploatacji infrastruktury gazowej i ciągłości dostaw paliw gazowych.

Ponadto, PSG angażuje się we współpracę ze spółkami z GK PGNiG i podmiotami z sektora paliwowego, celem wypracowania modelu biznesowego, który z uwzględnieniem warunków rynkowych i polityki państwa, pozwoli na rozwój infrastruktury paliw alternatywnych i stworzy warunki dające możliwość zaoferowania użytkownikom pojazdów odpowiedniej oferty tankowania sprężonym gazem CNG. Aktualnie w końcowej fazie realizacji są wszystkie zadania inwestycyjne na rzecz rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych przewidziane w ramach „Programu budowy stacji gazu ziemnego oraz przedsięwzięć w sprawie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci niezbędnych do przyłączenia tych stacji w latach 2019-2022”. W trakcie realizacji są 23 stacje tankowania CNG, w tym 2 stacje LCNG. Do końca czerwca 2022 r. dokonano 21 odbiorów technicznych stacji CNG, w tym 2 stacji LCNG. Jednocześnie dokonano 7 odbiorów końcowych stacji tankowania CNG, w tym 2 stacji LCNG.

#### 4.4 Segment Wytwarzanie

Podstawową działalnością segmentu jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, dystrybucja ciepła oraz realizacja dużych przedsięwzięć elektroenergetycznych, ukierunkowanych głównie na wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa. Centrum kompetencyjnym GK PGNiG w tym zakresie jest Grupa Kapitałowa PGNiG TERMIKA (dalej: Grupa PGNiG TERMIKA), do której należą: PGNiG TERMIKA (wraz ze spółkami zależnymi), PGNiG TERMIKA EP (wraz ze spółkami zależnymi).

#### 4.4.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne

Tabela 19 Wolumeny sprzedaży regulowanej ciepła z produkcji poza GK PGNiG w segmencie Wytwarzanie

TJ	I pół. 2022	I pół. 2021	2021	2020	2019
Razem wolumen sprzedaży ciepła z produkcji	23 919	23 545	41 174	38 940	39 263
w PGNiG TERMIKA	22 505	21 862	38 395	36 495	36 880
w PGNiG TERMIKA EP	1 414	1 683	2 779	2 445	2 383

Tabela 20 Wolumeny sprzedaży energii elektrycznej z produkcji łącznie w segmencie Wytwarzanie

GWh	I pół. 2022	I pół. 2021	2021	2020	2019
Razem wolumen sprzedaży energii elektrycznej z produkcji	2 763	1 838	3 480	3 638	3 948
w PGNiG TERMIKA	2 553	1 598	2 992	3 202	3 493
w PGNiG TERMIKA EP	210	240	488	436	455

\* Dane bez uwzględnienia sprzedaży ciepła i energii elektrycznej z rozruchu nowych jednostek wytwórczych w EC Żerań (Kotłowni gazowej i Bloku Gazowo-Parowego) – okres poprzedzający uzyskanie właściwych koncesji.

Tabela 21 Moce osiągalne wg koncesji, zakładu produkcyjnego i oddziału

Jednostka wytwórcza	Ciepło [MW]	Energia Elektryczna [MW]	Energia Chłodnicza [MW]	Zdolności wytwórcze w sprężonym powietrzu [tys.m <sup>3</sup> /h]
<b>PGNiG TERMIKA</b>	<b>5 177</b>	<b>1 567</b>	-	-
EC Siekierki	2 068	650	-	-
EC Żerań*	2 131	908	-	-
EC Pruszków	164	9	-	-
C Kawęczyn	465	-	-	-
C Wola	349	-	-	-
<b>PGNiG TERMIKA EP</b>	<b>773</b>	<b>185</b>	<b>17</b>	<b>240</b>
Oddział Zofiówka	279	113	-	117
Oddział Zofiówka lokalizacja Borynia	4	2	-	-
Oddział Moszczenica	121	39	-	-
Oddział Pniówek	72	14	17	123
Oddział Suszec lokalizacja Suszec	38	11	-	-
Oddział Suszec lokalizacja Częstochowa	3	3	-	-
Oddział Wodzisław	55	2	-	-
Oddział Wodzisław lokalizacja Niewiadom	3	2	-	-
Oddział Racibórz lokalizacja Racibórz	87	-	-	-
Oddział Racibórz lokalizacja Kuźnia Raciborska	4	-	-	-
Oddział Żory	88	-	-	-
Oddział Żory lokalizacja Czerwionka-Leszczyny	15	-	-	-
Biurowo Dystrybucji	4	-	-	-

\* W EC Żerań likwidacja 4 kotłów wodnych węglowych WP120 (9, 10, 11, 12) w związku z dostosowaniem zakładu do nowych wymagań emisyjnych, do koncesji wprowadzono trzy kotły gazowe wodne o mocy 130 MW każdy oraz blok gazowo-parowy - obowiązuje koncesja zatwierdzona decyzją z 09.12.2021 r.).

#### 4.4.2 Działalność w I półroczu 2022 r.

PGNiG TERMIKA S.A. jest centrum kompetencyjnym GK PGNiG w dziedzinach wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz realizacji projektów z zakresu elektroenergetyki i ciepłownictwa. Podstawową działalnością PGNiG TERMIKA jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w źródłach kogeneracyjnych.

Głównymi źródłami przychodów spółki są sprzedaż ciepła, energii elektrycznej i usług systemowych. Spółka zaspokaja ok. 80% potrzeb cieplnych rynku warszawskiego i niemal całe zapotrzebowanie na ciepło przez miejską sieć ciepłowniczą. PGNiG TERMIKA jest także wytwórcą i dostawcą ciepła oraz jednocześnie właścicielem źródła i sieci ciepłej na terenie m. Pruszkowa, m. Piastowa i gm. Michałowice.

Spółka jest jednym z największych w Polsce wytwórców energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji.

Podstawową działalnością PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa jest wytwarzanie, dystrybucja i obrót ciepłem, a także dystrybucja energii elektrycznej, sprężonego powietrza oraz chłodu. PGNiG TERMIKA EP jest centrum kompetencyjnym GK PGNiG TERMIKA w zakresie energetyki przemysłowej oraz eksploatacji metanu z odmetanowania kopalń węgla kamiennego. Struktura spółki PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa obejmuje instalacje wytwórcze o łącznej mocy osiągalnej ok. 773 MWt i 185 MWe oraz ok. 318 km sieci ciepłowniczych. Spółka prowadzi działalność na terenie gmin: Jastrzębie-Zdrój, Czerwionka-Leszczyny, Knurów, Racibórz, Kuźnia Raciborska, Pawłowice, Rybnik, Wodzisław-Śląski, Żory oraz Częstochowa i sprzedaje swoje produkty głównie na potrzeby spółdzielni mieszkaniowych, wspólnot, ZGM oraz kopalń.

W I półroczu 2022 r. zakończono główne prace montażowe i budowlane oraz rozpoczęto prace wynikające z budowy infrastruktury gazowej dla kotłowni szczytowej EC Żerań, uzyskano decyzję o pozwolenie na budowę kotłowni gazowo-olejowej w EC Pruszków oraz złożono wnioski o wydanie decyzji o pozwolenie na budowę maszynowni silników gazowych w EC Pruszków. W minionym okresie w ramach dostosowania C Kawęczyn do BAT uzyskano ostateczną decyzję warunków zabudowy i złożono w urzędach wnioski o uzyskanie pozwolenia na budowę. Przyjęto również koncepcję na budowę kotłowni gazowej (KG2) w C Kawęczyn. Jednocześnie trwa realizacja budowy gazociągu do C Kawęczyn.

W ramach przyszłych inwestycji w EC Siekierki w 2021 r. przygotowano studium wykonalności modernizacji elektrociepłowni w zakresie: budowy bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej od 300 do 550 MWe, kotłowni gazowej (KG) o mocy od 520 do 650 MWt, akumulatora ciepła o pojemności od 30 000 do 60 000 m<sup>3</sup> oraz kotłów elektrodowych.

W I połowie 2022 r. PGNiG TERMIKA dostarczała ciepło do dwóch sieci miejskich: w Warszawie, będącej własnością Veolia Energia Warszawa S.A. oraz własnej, położonej na terenie Pruszkowa, Piastowa i Michałowic. Wyprodukowane w Warszawie ciepło w I połowie 2022 r. odpowiadało wymaganiom zawartym w uzgodnieniu rocznym z Veolia Energia Warszawa S.A. w ramach „Wieloletniej umowy sprzedaży ciepła z obiektów wytwórczych PGNiG TERMIKA SA” z okresem obowiązywania do dnia 31 sierpnia 2028 r. Siecią Veolia Energia Warszawa S.A. dostarczano również ciepło do własnych odbiorców końcowych (przyłączonych do własnych lokalnych sieci PGNiG TERMIKA oraz przyłączonych do sieci Veolia Energia Warszawa S.A.), zasilanych w ramach zawartej umowy przesyłowej i rozliczanych wg osobnej grupy taryfowej PGNiG TERMIKA SA.

## Koncesje (taryfy)

PGNiG TERMIKA posiada koncesje na: wytwarzanie energii elektrycznej, wytwarzanie ciepła, przesył ciepła, obrót energią elektryczną oraz promesę zmiany koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w związku z realizacją budowy jednostki kogeneracyjnej w Przemysłu. W I półroczu 2022 r. obowiązywała taryfa dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA, tj. EC Żerań, EC Siekierki, EC Pruszków, C Wola i C Kawęczyn oraz przesyłu i dystrybucji ciepła sieciami ciepłowniczymi w rejonie Pruszkowa (zasilana z własnego źródła ciepła EC Pruszków) oraz w rejonach: Annapol, Chełmżyńska, Jana Kazimierza, Marsa Park oraz Marynarska zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 10 września 2021 r. Stawki taryfowe wynikające z ww. decyzji wprowadzono do stosowania od dnia 1 października 2021 r.

W związku z przekazaniem do eksploatacji nowej jednostki kogeneracyjnej w EC Żerań, wystąpiono z wnioskiem o zmianę taryfy dla ciepła, uwzględniającym blok gazowo-parowy w układzie urządzeń wytwórczych EC Żerań. Decyzja zatwierdzająca została wydana przez Prezesa URE 17 grudnia 2021 r., a skorygowane w niej stawki za ciepło wprowadzono do stosowania od 1 stycznia 2022 r.

Od 17 maja 2022 r. obowiązują nowe stawki ciepła w zakresie wytwarzania – na mocy przeprowadzonej procedury drugiej korekty taryfy i uzyskania decyzji Prezesa URE w dniu 29 kwietnia 2022 r. Taryfy wprowadzone i obowiązujące w pierwszym półroczu 2022 r.:

- od 1 stycznia 2022 do 30 września 2022 r. – pierwsza korekta taryfy skutkująca wzrostem średnich cen na wytwarzaniu o 15,54%;
- od 17 maja 2022 r. do 30 września 2022 r. – druga korekta taryfy skutkująca wzrostem średnich cen na wytwarzaniu o 13,12 %.

PGNiG TERMIKA EP posiada koncesje: na wytwarzanie energii elektrycznej, na wytwarzanie ciepła, na przesyłanie i dystrybucję ciepła, obrót ciepłem, obrót energią elektryczną oraz dystrybucję energii elektrycznej. W I półroczu 2022 r., dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA EP, obowiązywała następująca taryfa:

- od 1 sierpnia 2021 r. – taryfa dla ciepła zatwierdzona decyzją prezesa URE w dniu 14 lipca 2021 r.

Do wyżej wskazanej taryfy zatwierdzone zostały poniższe zmiany:

- od 1 grudnia 2021 r. – zmiana taryfy dla ciepła zatwierdzona decyzją prezesa URE w dniu 8 listopada 2021 r.
- od 1 marca 2022 r. – zmiana taryfy dla ciepła zatwierdzona decyzją prezesa URE w dniu 9 lutego 2022 r.
- od 1 maja 2022 r. – zmiana taryfy dla ciepła zatwierdzona decyzją prezesa URE w dniu 14 kwietnia 2022 r.

Zatwierdzony średni wskaźnik wzrostu cen ciepła w I półroczu 2022 r. w stosunku do cen obowiązujących na dzień 31.12.2021 r. ukształtował się na poziomie 6,78% (dla wytwarzania ciepła wskaźnik ten wyniósł 7,63%, natomiast dla przesyłu ciepła 4,85%).

## Podsumowanie aukcji Rynku Mocy na lata 2021-2026

W dniu 17 marca 2022 r. odbyły się kolejne aukcje dodatkowe na dostawy kwartalne 2023 r. W wyniku aukcji PGNiG TERMIKA EP zawarła na blok CFB (Kogeneracyjny blok fluidalny) w EC Zofiówka umowy kwartalne na 2023 r., na moc netto 65 MW.

W celu stworzenia rezerwy mocy na zabezpieczenie należnego wynagrodzenia wynikającego z wygranych w poprzednich latach aukcji głównych PGNiG TERMIKA nie oferowała mocy w aukcjach dodatkowych na 2023 r. Aktualny stan zawartych umów mocowych w wyniku udziału jednostek wytwórczych Spółki w dotychczas przeprowadzonych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. aukcjach głównych i dodatkowych rynku mocy przedstawia się następująco:

- blok EC Moszczenica: roczne umowy na dostawy na 2022 r., moc netto 7 MW oraz w 2023 r. moc netto 6,4 MW;
- blok EC Wodzisław – Częstochowa: roczne umowy na dostawy w latach 2022-2023, moc netto 1,2 MW;
- blok EC Moszczenica – Wodzisław: roczne umowy na dostawy w 2024 r., moc netto 8 MW oraz w latach 2025-2026, moc netto 8,2 MW
- blok CFB (Kogeneracyjny blok fluidalny) w Jastrzębiu-Zdroju - EC Zofiówka: umowy kwartalne na 2022 r., moc netto 65 MW oraz roczna umowa na dostawy w 2024 r., moc netto 65,1 MW i półroczna umowa na dostawy w 2025 r., moc netto 65,7 MW.

#### 4.4.3 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość

W 2022 r. PGNiG TERMIKA SA będzie kontynuowała prace związane z realizacją inwestycji, m.in.: budowy kotłowni szczytowej etap II w EC Żerań oraz przygotowaniem budowy bloku gazowo-parowego w EC Siekierki. Z kolei planowane nakłady inwestycyjne w obszarze nakładów środowiskowych obejmą w 2022 r. m.in: dostosowanie C Kawęczyn do konkluzji BAT, modernizację EC Pruszków, modernizację absorbera 1 i 2 w EC Siekierki oraz program wyciszenia zakładów i modernizację instalacji kanalizacji sanitarnej.

PGNiG TERMIKA będzie realizowała program inwestycyjny, w tym modernizację istniejących aktywów wytwórczych, ukierunkowany na budowę nowych, wysokosprawnych i efektywnych kosztowo mocy wytwórczych przy zastosowaniu nisko i zero emisyjnych technologii dostosowanych do zaostrzających się wymagań środowiskowych, wypracowanych m.in. w ramach Projektu „PR40+”.

W najbliższych latach PGNiG TERMIKA zamierza kontynuować działania w zakresie monitorowania potencjalnych akwizycji podmiotów w obszarze dystrybucji ciepła oraz wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, a także dążyć do poprawy efektywności funkcjonowania spółki poprzez wykorzystanie nowoczesnych metod zarządzania produkcją i majątkiem.

Do zadań stojących przed PGNiG TERMIKA EP w 2022 r., należą: kontynuowanie i sfinalizowanie projektu zabezpieczenia dostaw ciepła dla miasta Rybnik, realizacja zadania dotyczącego połączenia systemów ciepłowniczych EC Zofiówka i EC Pniówek oraz intensyfikacja pozyskiwania nowych klientów na centralne ogrzewanie i ciepłą wodę użytkową (c.w.u.) oraz chłód. W dłuższej perspektywie spółka dostrzega potencjał instalacji termicznego przekształcania odpadów (ITPO) w związku z czym prowadzone są analizy lokalizacyjne, technologiczne oraz ekonomiczne (budowa ITPO w Raciborzu). Równolegle PGNiG TERMIKA EP prowadzi działania nakierowane na obniżanie emisyjności poszczególnych źródeł poprzez:

- wyjście z systemu ETS źródeł w Suszcu (nastąpiło od kwietnia 2022 r.) i Moszczenicy (planowane od 2024 r.);
- zmianę paliwa na biomasę bądź współspalanie węgla i biomasy w Żorach, Wodzisławiu Śląskim oraz Jastrzębiu-Zdroju – EC Zofiówka;
- wykorzystanie instalacji OZE, tj. fotowoltaiki w Jastrzębiu-Zdrój, Raciborzu i Żorach (zrealizowane w 2021 r.) oraz planowane do realizacji w latach następnych w Jastrzębiu-Zdroju Oddział Moszczenica i Wodzisławiu Śląskim.

Do największych wyzwań stojących przed realizacją planów strategicznych w GK PGNiG TERMIKA można zaliczyć:

- przygotowanie i realizację długoterminowego planu inwestycyjnego zapewniającego dostosowanie majątku wytwórczego do obecnych i przyszłych wymagań środowiskowych i efektywności energetycznej oraz dążenia do osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 r.;
- zwiększeniu udziału paliw zero i niskoemisyjnych oraz ciepła odpadowego do produkcji ciepła i energii elektrycznej w celu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych.

#### 4.5 Pozostała działalność

##### 4.5.1 Badania, rozwój i innowacje, Centrum Korporacyjne PGNiG

###### 4.5.1.1 Działalność w I półroczu 2022 r.

###### Departament Badań i Innowacji

W pierwszej połowie 2022 r. w Departamencie Badań i Innowacji nadzorowano przebieg 89 przedsięwzięć badawczo – rozwojowo – innowacyjnych (B+R+I). Na projekty badawcze, rozwojowe i innowacyjne oraz z zakresu identyfikacji i poszukiwania węglowodorów w GK PGNiG wydano na dzień 30 czerwca 2022 r. łącznie ok. 67,25 mln zł, w tym: w spółkach GK PGNiG - ok. 9,66 mln zł, w PGNiG - ok. 57,59 mln zł (w tym ok. 13,54 mln zł na projekty badawcze, rozwojowe i innowacyjne oraz ok. 44,05 mln zł w ramach Oddziału Geologii i Eksploatacji na projekty badawcze z zakresu identyfikacji i poszukiwania węglowodorów).

W 2022 r. kontynuowana była bieżąca współpraca z instytucjami naukowymi i instytutami badawczymi w zakresie realizowanych i planowanych - wpisujących się w obszar zainteresowań GK PGNiG - przedsięwzięć B+R+I.

W ramach Wspólnego Przedsięwzięcia INGA (INnowacyjne GAZownictwo) zorganizowanego we współpracy z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju (NCBiR) i OGP GAZ-SYSTEM S.A. kontynuowano realizację 6 projektów badawczo-rozwojowych wyłonionych w I i II Konkursie, w tym: cztery projekty z obszaru „Poszukiwanie, wydobywanie węglowodorów oraz produkcja paliw gazowych” (INNKARP, SYNERGA, Miocen 3D, DME), jeden projekt z obszaru „Pozyskanie metanu z pokładów węgla” (AMMUSCB) oraz jeden projekt z obszaru „Podziemne magazynowanie węglowodorów” (KAWSOL) dot. integracji OZE z podziemnym magazynem energii w kawernach solnych.

Wszystkie projekty są realizowane przy dofinansowaniu NCBiR. Łączny budżet projektów to ok. 74,4 mln zł, w tym dofinansowanie NCBiR wynosi 36,4 mln zł. Celem Wspólnego Przedsięwzięcia INGA jest wzrost innowacyjności i konkurencyjności przedsiębiorstw GK PGNiG w Polsce i na rynku globalnym w długookresowej perspektywie, poprzez ukierunkowaną i nastawioną na komercjalizację realizację projektów badawczo-rozwojowych oraz współpracę z jednostkami naukowymi.

W I półroczu 2022 r. kontynuowano również realizację projektu MiniDrill Faza II. Celem projektu jest opracowanie technologii pozwalającej na wykonanie z istniejącego odwiertu wielu małośrednicowych, rozchodzących się w różnych kierunkach otworów bocznych, które poprzez lepsze udostępnienie strefy przyodwiertowej, umożliwią pozyskanie dodatkowych ilości węgłowodorów. W ten sposób technologia ma umożliwić intensyfikację istniejących odwiertów i optymalizację działalności wydobywczej.

W pierwszym półroczu 2022 r. w Departamencie Badań i Innowacji kontynuowana była również realizacja Programu Cyfryzacji „Procesor”. W ramach programu, którego celem jest maksymalizacja korzyści możliwych do osiągnięcia w wyniku zastosowania innowacji cyfrowych, realizowane były przedsięwzięcia objęte pierwszą transzą programu. W ramach zrealizowanych przedsięwzięć, na szczególną uwagę zasługuje przygotowanie modelu predykcyjnego do budowania długoterminowych prognoz zapotrzebowania na gaz sieciowy wysokometanowy uwzględniający 9 obszarów wykorzystania, czy też wykonanie analiz klasyfikacji danych na potrzeby projektu Smartfield.

Ponieważ założeniem Programu Cyfryzacji „Procesor” jest identyfikacja obszarów w GK PGNiG, gdzie wdrożenie rozwiązań opartych na nowych technologiach cyfrowych pozwoli na szybkie osiągnięcie korzyści w działalności biznesowej w GK PGNiG, na bieżąco realizowane są działania mające na celu zidentyfikowanie najistotniejszych przedsięwzięć do realizacji w kolejnych transzach programu. Szczególnie nacisk skierowany będzie na obszary związane z metodami detekcji wycieków metanu czy też zbieranie szczegółowych danych z eksploatowanego złoża z wykorzystaniem technologii Distributed Fibre Optic Sensing i ich analiza z zastosowaniem zaawansowanych mechanizmów sztucznej inteligencji i uczenia maszynowego.

W I półroczu 2022 r. obszar B+R+I realizował systemowe podejście do pozyskiwania finansowania preferencyjnego przez spółki Grupy Kapitałowej. Spółki GK PGNiG na bieżąco otrzymują informacje w zakresie potencjalnych źródeł finansowania w bieżącej i przyszłej perspektywie finansowej UE oraz podejmują działania aplikacyjne dla projektów B+R oraz innowacyjnych i inwestycyjnych. W tym okresie PGNiG Termika złożyła jeden wniosek o pożyczkę na preferencyjnych warunkach z Funduszy NFOŚiGW, PSG złożyła 7 Wniosków na projekty w ramach inteligentnych systemów magazynowania, przesyłu i dystrybucji energii, a spółka Geofizyka Toruń kontynuowała pozyskiwanie finansowania w ramach mechanizmu koncesyjnego dla spółki PGNiG UN pozyskując nowe finansowanie z tego źródła.

#### Program Wodorowy

W I półroczu 2022 r. kontynuowano prace projektowe w ramach zainicjowanego w 2020 r. Programu Wodorowego “Hydrogen – a Clean Fuel for the Future. Budowanie kompetencji wodorowych w GK PGNiG”, na który składa się kilka projektów – od produkcji „zielonego wodoru” poprzez jego magazynowanie i dystrybucję, aż do wykorzystania w energetyce przemysłowej. Celem Programu jest weryfikacja i rozpoczęcie implementacji (pilotaże / demonstracje) technologii wodorowych w poszczególnych obszarach działalności GK PGNiG, w tym przede wszystkim: dystrybucji i magazynowania wielkoskalowego na drodze rozwoju posiadanych kompetencji technologicznych oraz pozyskiwania, budowania nowych doświadczeń, realizowanych przede wszystkim w formule projektów badawczo-rozwojowych i innowacyjnych. Jednocześnie, rozwój nowych technologii w obszarze gospodarki wodorowej, poprzez komercjalizację pozyskanych rezultatów i produktów projektowych przyczyni się do dywersyfikacji przychodów i portfela klientów w GK PGNiG.

W obszarze wodoru realizowanych jest 8 przedsięwzięć, które służą transformacji spółki i wsparciu transformacji polskiej gospodarki w kierunku niskoemisyjnym:

- **InGrid, P2G** – weryfikacja i testowanie możliwości włączenia wodoru do istniejących sieci gazowniczych oraz wykonanie demonstracyjnej pierwszej w Polsce instalacji do produkcji zielonego wodoru w procesie elektrolizy z możliwością pracy wyspowej wspartej magazynem energii, a także produkcją wodoru z wykorzystaniem energii z sieci elektroenergetycznej. Celem projektu jest również przeprowadzenie badań związanych z wpływem mieszanin gaz ziemny-wodór na urządzenia końcowe. W I półroczu 2022 r. realizowane były końcowe prace dotyczące budowy farmy fotowoltaicznej i magazynu energii elektrycznej;
- **Podziemny magazyn wodoru w KPMG Mogilno (H2020)** – budowa podziemnych magazynów wodoru z wykorzystaniem kawern solnych. W I połowie 2022 r. wniosek złożony przez PGNiG otrzymał pre-notyfikację i został przedstawionym Komisji Europejskiej do IPCEI (ang. Important Projects of Common European Interest – projekty będące przedmiotem wspólnego europejskiego zainteresowania) o dofinansowane budowy komercyjnych magazynów energii w Mogilnie i Kosakowie oraz budowy kawerny badawczej w Mogilnie.
- **Mikrokogeneracja H2** - opracowanie własnej technologii produkcji ogniw, pozyskanie fachowej wiedzy technicznej i ekonomicznej dotyczącej procesu produkcji oraz doświadczeń eksploatacyjnych w zakresie technologii stałotlenkowych ogniw paliwowych (SOFC) i następnie rozwój oraz wdrożenie technologii wysokosprawnych układów kogeneracyjnych małej mocy (mCHP-SOFC) opartej o stałotlenkowe ogniwa paliwowe. W I połowie 2022 r. odebrano pierwszy, w pełni funkcjonalny prototyp układu mikrokogeneracyjnego zasilanego wodorem o mocy 1 kW;
- **New Fuel Lab** – rozszerzenie działalności laboratoryjnej CLPB o wykonywanie badań ilościowych i jakościowych czystości wodoru przeznaczonego do napędu pojazdów, mieszanin gazu ziemnego z wodorem oraz biometanu;
- **Blue H2** (uruchomienie w 2022 r.) – opracowanie technologii produkcji niebieskiego wodoru (w parametrach odpowiadających wymaganiom transportowym) na bazie reformingu gazu ziemnego zintegrowanego z instalacją wychwytu CO<sub>2</sub> – dostosowywanego do parametrów produktu rynkowego oraz umożliwiającego jego magazynowanie. W 2022 r. podpisane zostały listy intencyjne z trzema partnerami przemysłowymi.

- **Hycogen** - (uruchomienie w 2022 r.) - wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w przemysłowych urządzeniach energetycznych z wykorzystaniem mieszanin gazu ziemnego i wodoru oraz czystego wodoru, dzięki czemu możliwe będzie wykorzystanie dowolnej mieszanki gazu ziemnego i wodoru w obszarach kogeneracji dla energetyki zawodowej i przemysłowej.
- **Hydrosens** (uruchomienie w 2022 r.) - opracowanie czujnika wodoru pracującego w temperaturze pokojowej w oparciu o polską technologię. Projekt znalazł się na międzynarodowej liście projektów rekomendowanych do finansowania w ramach Konkurs M-ERA.NET 3 Call 2021.
- **Hy-Chess** - zweryfikowana technicznie i operacyjnie technologia do rozproszonego magazynowania energii, która będzie mogła być zastosowana do lokalnego bilansowania źródeł OZE i wsparcia budowy klastrów energetycznych (magazyn energii elektrycznej i lokalne źródło SNG i wodoru).

W ramach Programu Wodorowego inicjowane są kolejne przedsięwzięcia, związane z zaangażowaniem Spółki w dalszy rozwój projektów innowacyjnych z obszaru technologii wodorowych m.in. produkcja zielonego wodoru. Projekty, które będą realizowane w PGNiG albo będą miały dedykowane źródła OZE budowane jako integralna część indywidualnych projektów albo przed uruchomieniem inwestycji będą dla nich zawierane kontrakty na dostawy energii z właścicielami źródeł OZE.

Za wodorowy program badawczy „Wodór – Czyste Paliwo dla Przyszłości - spółka otrzymała Nagrodę Gospodarczą Polskiego Radia za zajęcie 1. miejsca w kategorii „Firma Ekologiczna”.

## Departament Rozwoju Biznesu

W I połowie 2022 r. w Departamencie Rozwoju Biznesu realizowano projekty i zadania rozwojowe w kluczowych obszarach: Odnawialne Źródła Energii, Paliwa Alternatywne, Efektywność Energetyczna oraz Centrum Startupowe Inn-Vento.

### OZE

W I połowie 2022 r. kontynuowano projekt „Fotowoltaika Biznes”, którego celem jest działalność GK PGNiG w obszarze fotowoltaiki prosumenckiej i pomp ciepła. PGNiG dokonało akwizycji spółki Solgen Sp. z o.o., która specjalizuje się w sprzedaży i dostarczaniu produktów OZE w segmencie prosumenckim - wejście do GK PGNiG otwiera dodatkowe możliwości ekspansji w Polsce i budowania synergii ofertowej z innymi spółkami Grupy.

Równolegle, w ramach projektu „Fotowoltaika Instalacje” realizowane są dachowe instalacje fotowoltaiczne na obiektach należących do PGNiG. Zrealizowano instalacje w Oddziale w Zielonej Górze o łącznej mocy ponad 120 kWp, zawarto także kolejne umowy wykonawcze na instalacje o łącznej mocy ponad 1,3 MWp, które realizowane będą w Oddziale w Zielonej Górze i w Sanoku oraz w Centrali. Opracowano także koncepcję rozwoju projektów wielkopowierzchniowych farm fotowoltaicznych, polegającą na warunkowym nabywaniu spółek celowych rozwijających takie projekty. Jednocześnie realizowane są prace deweloperskie mające na celu uzyskanie decyzji administracyjnych niezbędnych do budowy farm fotowoltaicznych o łącznej mocy około 10 MW na gruntach należących do PGNiG oraz farmy na gruntach dzierżawionych, której docelowa moc może osiągnąć ponad 40 MW. Na bieżąco analizowane są potencjalne akwizycje gotowych do budowy oraz operacyjnych farm wiatrowych

### Paliwa Alternatywne

W I połowie 2022 r. kontynuowano realizację projektu „bioLNG TANK”, który zakłada budowę instalacji parametryzująco – skraplającej biogaz rolniczy do postaci bioLNG przy biogazowni rolniczej wybudowanej przez inwestora zewnętrznego: wykonano i złożono Kartę Informacji Przedsięwzięcia dla biogazowni rolniczej i Instalacji bioLNG w celu uzyskania pozytywnej decyzji środowiskowej; wypracowano warunki współpracy z inwestorem w biogazownię rolniczą i w efekcie podpisano długoterminowe umowy: o współpracy, sprzedaży biogazu oraz dzierżawy gruntu; wypracowano projekt umowy na budowę pod klucz instalacji do oczyszczania i skraplania biogazu rolniczego do postaci bioLNG; przygotowano dokumentację przetargową oraz uruchomiono postępowanie publiczne pn. "Budowa pod klucz instalacji do oczyszczania i skraplania biogazu rolniczego do postaci bioLNG".

Ponadto, zakończono realizację następujących Projektów:

- w ramach Programu ssLNG/CNG kontynuowano i zamknięto projekt „ISOLA” dotyczący wypracowania optymalnego modelu biznesowego dla obszaru gazyfikacji wyspowej i bilansowania LNG, w ramach którego wykonano wskaźniki efektywności finansowej projektu oraz dokument regulujący obszar gazyfikacji wyspowej;
- zakończono projekt „Magellan”, który zakładał rozwój usług bunkrowania LNG. Decyzja Komitetu Strategicznego projekt kontynuowany jest w ramach przedsięwzięcia w PGNiG OD;
- zakończono projekt „Gepard”, który zakładał zwiększenie zasięgu oferty GK PGNiG w zakresie sprzedaży LNG i CNG na cele kołowego transportu ciężkiego. Projekt realizowany jest w ramach przedsięwzięcia związanego z rozwojem segmentu LNG i CNG bezpośrednio w spółce PGNiG OD;

Dodatkowo, prowadzono szczegółową analizę aktów prawnych w zakresie paliw alternatywnych wraz z propozycją zmian aktów odnoszących się do biowodoru. Dokonano weryfikacji potencjału produkcji i sprzedaży biowodoru. Przygotowano zestawienie technologii do produkcji biowodoru, ze wskazaniem technologii najbardziej rozwiniętych, możliwych do komercyjnego wykorzystania oraz przygotowano wstępny model finansowy.

## Efektywność Energetyczna

W I półroczu 2022 r. na skutek realizacji przedsięwzięć poprawiających efektywność energetyczną, średnioroczne oszczędności w zużywanej energii wynoszą ok. 14,8 tys. toe, co stanowi 172 GWh. Certyfikacja funkcjonującego w Spółce Systemu Zarządzania Energią wg normy PN-EN ISO:50001:2018 została utrzymana do marca 2023.

Ponadto kontynuowano program „Poprawy Efektywności Energetycznej w GK PGNiG”, który ma na celu skoordynowanie działań nakierowanych na osiągnięcie korzyści w obszarze gospodarki energetycznej. W ramach Programu uruchomiono w Spółce kolejne dwa przedsięwzięcia, których oczekiwanym skutkiem jest poprawa wyniku energetycznego.

## Centrum Startupowe InnVento

W I półroczu 2022 r. aktywność InnVento koncentrowała się na współpracy z Krakowskim Parkiem Technologicznym Sp. z o.o. (KPT), operatorem programu akceleracyjnego KPT ScaleUp. Realizowano również podobną umowę o współpracy z akceleratorem Blue Dot Solutions Sp. z o.o., operatorem programu akceleracyjnego pn. Space 3ac w ramach tego samego programu operacyjnego POIR, ale przeznaczony tym razem dla startupów zagranicznych, które chcą rozpocząć działalność w Polsce. W ramach tej współpracy PGNiG może realizować projekty pilotażowe z wyłonionymi startupami w obszarach działalności, które zostały zidentyfikowane jako perspektywiczne dla wdrożenia technologii pochodzących od małych firm technologicznych. InnVento zostało ponadto partnerem Lubelskiego Parku Naukowo-Technologicznego, w ramach którego międzynarodowe zespoły startupowe, które zgłaszają się do programu Connect Poland Prize, dostaną szansę otrzymania wsparcia finansowego i realizacji projektów pilotażowych dla PGNiG S.A.

W I półroczu 2022 r. w InnVento zostały zawarte umowy na 3 pilotaże w następujących obszarach:

- budowa prototypu aplikacji wykorzystującej uczenie maszynowe w znakowaniu pierwszych wystąpień fal refrakcyjnych (ML FB Pick) dla Geofizyki Toruń S.A.– startup Evorain;
- budowa platformy ograniczającej zużycie energii na podstawie danych sensorycznych połączona z wymianą źródeł światła na oświetlenie LED z inteligentnym sterowaniem w lokalizacji Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziarnego Lublin - startup mTap;
- uruchomienie instalacji i zgazowanie określonych frakcji odpadów komunalnych, dokonanie pomiarów i przygotowanie zestawienia wyników badań dla produkowanego gazu syntetycznego, ilości produkowanego gazu w m<sup>3</sup>/h oraz efektywności produkcji energii dla PGNiG Termika S.A. – startup Commergy Convert.

## Oddział PGNiG - Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze (CLPB)

Celem podstawowej działalności CLPB jest utrzymanie i wzrost rynkowej pozycji wiodącego, akredytowanego przez Polskie Centrum Akredytacji laboratorium wzorcującego, badawczego i punktu legalizacyjnego urzędów, systemów pomiarowych stosowanych w przemyśle gazu ziemnego oraz laboratorium kontroli jakości gazów ziemnych w zakresie wszystkich rodzajów gazów ziemnych, w tym również ich form CNG i LNG. W tym obszarze CLPB kontynuuje świadczenie usług w zakresie m.in. badania poprawności i wiarygodności pomiarów jakości i ilości gazu ziemnego, badania urządzeń i systemów pomiarowych oraz analiz, opinii, a także ekspertyz technicznych. Kluczowymi klientami Oddziału CLPB są odbiorcy wewnętrzni oraz zewnętrzni działający na terenie Polski. Do największych należą: spółki z grupy kapitałowej PGNiG (m.in. Gas Storage Poland Sp. z o.o., Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., PGNiG Termika S.A., Oddział w Sanoku i Zielonej Górze), GAZ-SYSTEM S.A., EuRoPolGaz S.A., KGHM Polska Miedź S.A. oraz spółki z grupy kapitałowej Grupa Azoty.

Oddział świadczy usługi w zakresie metrologii urzędów do pomiarów oraz oceny jakości gazu ziemnego. Ocenie poddawane są procesowe analizatory chromatograficzne służące do oceny jakości gazu ziemnego, przyrządy do pomiaru poziomu stopnia zawilgocenia paliwa gazowego oraz wyznaczania jego gęstości. W CLPB wykonywane są również analizy składu gazu ziemnego, zawartość środka nawaniającego oraz zawartość związków siarki.

Biuro Badań, Rozwoju i Innowacyjnych Technologii (BRiT), zgodnie z celem powołania, koncentruje się na zagadnieniach projektowych i technologiach związanych z alternatywnymi paliwami gazowymi, szczególnie biogazem, biometanem i wodorem. Obecnie, w fazie realizacji prowadzone są cztery przedsięwzięcia, kolejne trzy projekty są na etapie planowania. Biuro posiada kompetencje regulaminowe pozwalające zagospodarować cały łańcuch wartości innowacji – od zdefiniowania idei/problemu badawczego do komercjalizacji. BRiT pełni także funkcję Obszarowego Biura Zarządzania Przedsięwzięciami (OBZP). W ramach tej funkcji realizowane są zadania związane z weryfikacją merytoryczną i metodyczną dokumentacji projektowej i programowej.

Kluczowe inicjatywy projektowe realizowane od 2020 r., kontynuowane w I połowie 2022 r. w BRiT to:

- projekt badawczo-wdrożeniowy: Energetyczne Zagospodarowanie Biodegradowalnej Frakcji Odpadów Komunalnych - inicjatywa w obszarze merytorycznym gospodarki obiegu zamkniętego dotycząca opracowania technologii w zakresie efektywnego przygotowania, przetwarzania i zagospodarowania frakcji organicznej odpadów komunalnych, w celu produkcji surowego biogazu i alternatywnego paliwa stałego w postaci paliwa węglowego pochodzącego z procesu recyklingu.

Do końca I półrocza 2022 r. zrealizowano najważniejsze zadania, którymi były:

- walidacja gotowego prototypu w warunkach rzeczywistych zakończona sukcesem, którego potwierdzeniem było zachowanie wysokiej efektywności pracy dla materiału badawczego pochodzącego z innego źródła,
- opracowano projekt umowy konsorcjalnej na realizację II Etapu Projektu w porozumieniu z MPO Kraków, jako docelowym użytkownikiem instalacji pilotażowo-demonstracyjnej i rozpoczęto proces negocjacji biznesowych,
  - kontynuowano działania związane z szerokim rozpowszechnianiem rezultatów, poprzez zaangażowanie studentów w prace projektowe po stronie UPP, implementację zanonimizowanych danych pochodzących z badań do wybranych dyplomowych prac inżynierskich i promocję wyników na wybranych konferencjach branżowych i naukowych.
- projekt badawczo-wdrożeniowy: Mikrokogeneracja H<sub>2</sub>, którego celem jest pozyskanie fachowej wiedzy technicznej i ekonomicznej procesu produkcji oraz doświadczeń eksploatacyjnych w zakresie technologii stałotlenkowych ogniw paliwowych (SOFC) i następnie rozwój oraz wdrożenie technologii wysokosprawnych układów kogeneracyjnych małej mocy (mCHP-SOFC) opartej o stałotlenkowe ogniwa paliwowe. Na koniec I półrocza 2022 r. zrealizowano pierwszy Kamień Milowy Projektu – odebrano w pełni funkcjonalny prototyp układu mikrokogeneracyjnego zasilanego wodorem o mocy elektrycznej 1 kW. Trwają testy długookresowe prototypu w siedzibie Instytutu Energetyki i prace nad strumieniem biznesowym Projektu, którego celem jest opracowanie planu komercjalizacji i wdrożenia rezultatów Projektu – technologii mikrokogeneracyjnej opartej o innowacyjne, produkowane w 100% w Polsce stałotlenkowe ogniwa paliwowe (SOFC).
- projekt New Fuel Lab ma na celu rozszerzenie działalności laboratoryjnej O/CLPB PGNiG S.A. o wykonywanie badań ilościowych i jakościowych czystości wodoru przeznaczonego do napędu pojazdów, mieszanin gazu ziemnego z wodorem oraz biometanu.

Ponadto, w I połowie 2022 r. zostały uruchomione kolejne projekty:

- zadanie projektowe (poziom prac badawczych) Biometanizacja, którego celem biznesowym jest pozyskanie gotowych do przejścia na poziom prac przedwdrożeńowych wyników badań w postaci know-how i praw do technologii w zakresie biometanizacji, które pozwolą na ekonomiczne zoptymalizowanie procesu oczyszczania surowego biogazu do parametrów biometanu „sieciowego”, a tym samym umożliwią przekształcenia biogazowni w biometanownie: w krótszym czasie, przy mniejszym nakładzie inwestycyjnym w porównaniu do obecnie stosowanych rozwiązań.

W marcu 2022 r. podpisano Umowę z Uniwersytetem Przyrodniczym w Poznaniu na realizację prac B+R pn. „Biometanizacja *in situ* wewnątrz reaktora fermentacji metanowej”. Pierwsze cząstkowe wyniki wykonanych dotąd prac wykazują pozytywne efekty adaptacji mikroflory do procesu biometanizacji przy dozowaniu do reaktora dwutlenku węgla i wodoru w proporcjach niestechiometrycznych. Zakończenie prac B+R zaplanowano na koniec I kwartału 2023 r.

- projekt badawczo-wdrożeniowy HyCogen, dotyczący opracowania innowacyjnej technologii silnika gazowego w zabudowie zespołu kogeneracyjnego zasilanego mieszaniną gazu ziemnego i wodoru w dowolnych proporcjach (docelowo czystym wodorem), umożliwiając dostarczenie do użytkowników końcowych energii elektrycznej i ciepła ze źródeł możliwie jak najmniej emisyjnych (docelowo zeroemisyjnych).

Na koniec I półrocza 2022 r. zakończono pracę nad pierwszym Kamieniem Milowym Projektu – ukończono opracowywanie dokumentacji technicznej układu zasilania i sterowania systemem „multifuel” oraz przekazano prawa własności intelektualnej do PGNiG. Trwa komponowanie elementów składowych prototypowego zespołu kogeneracyjnego.

Dodatkowo, w I połowie 2022 r. przygotowana została koncepcja dla przedsięwzięcia innowacyjnego projektu inwestycyjnego ReFOOD dotyczącego opracowania modelu współpracy międzysektorowej (sector coupling), w celu wdrożenia skutecznego rozwiązania technicznego i modelu biznesowego opierającego się o założenia Gospodarki Obiegu Zamkniętego i produkcję alternatywnego paliwa gazowego (biogazu) z przeterminowanej żywności.

#### 4.5.2 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość w obszarze badań, rozwoju i innowacji

##### Departament Badań i Innowacji

Działania PGNiG zakładają przede wszystkim umocnienie pozycji GK PGNiG w obszarze technologii wodorowych, dalszą digitalizację prowadzonego biznesu oraz zastosowanie nowych rozwiązań w tradycyjnej działalności – szczególnie w obszarze Poszukiwań i Wydobywania oraz Magazynowania. Priorytetem będzie prawidłowa realizacja rozpoczętych przedsięwzięć B+R+I i przekazanie do komercjalizacji kolejnych produktów. Równoległe stale będą analizowane nowe obszary biznesu, które mogą zwiększyć konkurencyjność spółek oraz wzmocnić ich pozycję rynkową. Działania zaplanowane zostały w dwóch horyzontach czasowych.

Horyzont krótkoterminowy (do końca 2022 r.):

- umocnienie pozycji GK PGNiG w obszarze technologii wodorowych m.in. poprzez przygotowanie aktualizacji Programu Wodorowego uwzględniającego cele wynikające z przyjętej przez Rząd „Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do roku 2040”;
- w ramach projektu InGrid Power to Gas (P2G) uruchomienie w II połowie 2022 r. instalacji paneli fotowoltaicznych z magazynem energii w Odolanowie;



- w ramach projektu H2020 - uruchomienie w II połowie 2022 r. kompletnego samochodu pomiarowego przystosowanego do badań infrastruktury magazynowania, w której znajduje się wodór i mieszaniny gaz ziemny-wodór;
- w ramach projektu „Blue H2” m.in.: przeprowadzenie przetargu na dostawę reformera zgodnie z przyjętym w studium wykonalności wariantem budowy instalacji badawczej składającej się z układu reformingu gazu, wychwytu i kondycjonowania CO<sub>2</sub>;
- implementacja rozwiązania dot. paszportyzacji obiektu energetycznego na obiekcie produkcyjnym z podłączeniem produkcyjnych baz danych i ich prezentacją w czasie rzeczywistym;
- uzyskanie notyfikacji Komisji Europejskiej dla przedsięwzięcia budowy kawern solnych jako wielkoskalowych magazynów energii w wodorze.

Horyzont średnioterminowy (w latach 2023-2024) gdzie planowane i podejmowane będą następujące działania:

- uruchomienie ramach projektu InGrid P2G w I połowie 2023 r. elektrolizera i wyspowej sieci badawczej wodoru w Odolanowie, co oznaczać będzie zakończenie budowy instalacji i rozpoczęcie fazy realizacji prac badawczych nad wpływem wodoru i mieszanin wodorowych na istniejące sieci dystrybucyjne gazu ziemnego;
- realizacja II transzy Programu Cyfryzacji obejmującego przedsięwzięcia z obszaru innowacji cyfrowych - m.in. analityki dużych ilości danych (big data) czy też algorytmów wspierających decyzje (sztuczna inteligencja, uczenie maszynowe) oraz automatyzujące procesy - opracowywanych, testowanych i wdrażanych we wszystkich obszarach łańcucha wartości GK PGNiG;
- współpraca z partnerami przemysłowymi zainteresowanymi odbiorem produktów powstałych w uruchomionej instalacji do produkcji niebieskiego wodoru (wodór i CO<sub>2</sub>);
- zaprojektowanie, zabudowanie i optymalizacja we współpracy z partnerem w Odolanowie opartego na krajowym know-how innowacyjnego turboexpandera kriogenicznego;
- w przypadku uzyskania notyfikacji dla projektu H2020 – rozpoczęcie prac inwestycyjnych związanych z budową badawczej instalacji magazynowania energii i prac przedinwestycyjnych związanych z przygotowaniem inwestycji budowy pierwszego komercyjnego magazynu energii z wykorzystaniem technologii kawernowej.
- zakończenie I etapu prac w projekcie Hy-chess i przedłożenie do NCBiR stadium wykonalności dla proponowanej technologii
- komercjalizacja / wdrożenie do działalności GK PGNiG rezultatów projektów B+R w tym produktów i technologii wytworzonych na bazie projektów INGA – na bieżąco weryfikowanych, w trakcie realizacji pod kątem zasadności komercjalizacji.

## Departament Rozwoju Biznesu

W II połowie 2022 r. podejmowane będą działania związane przede wszystkim ze sprawnym wdrożeniem nowych produktów biznesowych w GK PGNiG oraz identyfikacją i rozwijaniem nowych przedsięwzięć.

### OZE

W obszarze OZE w II połowie 2022 r. planowane jest przeprowadzenie procesu integracji potransakcyjnej dla spółki Solgen Sp. z o.o. Planowane jest też zintensyfikowanie działań komercyjnych w segmencie sprzedaży pomp ciepła jako wspólne przedsięwzięcie Solgen Sp. z o.o. i PGNiG OD. Kolejnym elementem rozwoju w obszarze OZE w 2022 r. są dalsze działania zmierzające do zbudowania i eksploatacji portfela odnawialnych źródeł energii elektrycznej, w tym w segmencie fotowoltaiki: kontynuacja rozwoju projektów instalacji fotowoltaicznych na terenach i obiektach własnych, akwizycje farm fotowoltaicznych oraz rozwój projektów wielkopowierzchniowych farm fotowoltaicznych zgodnie z przyjętą koncepcją biznesową; natomiast w segmencie farm wiatrowych: potencjalne akwizycje projektów farm wiatrowych gotowych do wybudowania oraz operacyjnych farm wiatrowych.

### Paliwa Alternatywne

W II połowie 2022 r. zaplanowane są dalsze prace w ramach projektu bioLNG TANK. Nastąpi wyłonienie wykonawcy w ramach postępowania zakupowego dotyczącego „Budowy pod klucz instalacji do produkcji bioLNG”, podpisanie umowy z wykonawcą oraz pozyskanie zgód administracyjnych związanych z realizacją procesu budowlanego. Nastąpi dalsza identyfikacja i analiza nowych projektów w zakresie skroplonego biometanu oraz odbędą się dalsze poszukiwania nowych lokalizacji pod inwestycje. Pozyskiwane będą szczegółowe informacje (wraz z wyceną) dotyczące instalacji do oczyszczania biogazu i produkcji biowodoru w celu wykonania szczegółowego modelu finansowego potencjalnego przedsięwzięcia.

Dodatkowo nastąpi dalsza analiza potencjału produkcji innych paliw alternatywnych z odpadów: amoniak, metanol, etanol oraz ich możliwego wykorzystania, badanie rynku pod kątem zbytu na inne rodzaje paliw alternatywnych oraz poszukiwanie innych rozwiązań technologicznych dotyczących produkcji wodoru.

### Efektywność Energetyczna

W obszarze Efektywności Energetycznej, w 2022 r. nastąpi sukcesywne wdrażanie w GK PGNiG produktów rynku usług okołoenerygetycznych przez spółki GK PGNiG, w tym kontynuacja projektu Stop SMOG; realizowanie Programu Poprawy

Efektywności Energetycznej; prowadzenie działań w zakresie utrzymania certyfikowanego Systemu Zarządzania Energią zgodnego z normą PN-EN ISO 50001:2018 (przebiegi energetyczne, audyty wewnętrzne); składanie do Prezesa URE wniosków o wydanie świadectw efektywności energetycznej sporządzonych na podstawie audytów efektywności energetycznych przeprowadzonych przez Dział Efektywności Energetycznej.

#### Centrum Startupowe InnVento

W II połowie 2022 r. planowane jest zwiększenie skali projektów testowych ze startupami w GK PGNiG, w oparciu o współpracę z zewnętrznymi partnerami (akceleratorami). W tym celu będą uruchamiane działania związane z pogłębioną identyfikacją i weryfikacją potrzeb technologicznych i biznesowych PGNiG S.A. oraz kluczowych spółkach z Grupy Kapitałowej PGNiG, jak również działania wspomagające efektywne zarządzanie tego typu projektami w GK PGNiG.

#### Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze

W 2022 r. planowany jest wzrost aktywności w zakresie pomiarowo-badawczym poprzez pozyskanie nowych klientów, rozszerzenie usług, zwiększenie wykorzystania potencjału merytorycznego i posiadanej infrastruktury oraz intensywne działania marketingowe, w tym m.in.: przeprowadzanie akcji ofertowej do wszystkich podmiotów, dysponujących infrastrukturą wymagającą certyfikacji oraz rozwojowe związane z rozszerzeniem kompetencji i rozbudową infrastruktury CLPB do prowadzenia usług badań jakościowo-ilościowych dla paliw alternatywnych.

W swoich planach oferowanych usług CLPB zamierza rozszerzyć kompetencje o zakres dot. analiz jakości wodoru, jako niskoemisyjnego paliwa do pojazdów. Aktualnie brak jest tego typu laboratorium w Polsce, a perspektywa jego organizacji staje się bardzo istotnym elementem rozwoju CLPB w kontekście powstającego rynku paliwa wodorowego, jak również wykonywanie badań ilościowych i jakościowych mieszanin gazu ziemnego z wodorem oraz biometanu.

Ponadto zaplanowana jest modernizacja wzorcowego stanowiska pomiarowego NSG-T01, które umożliwia, jako jedyne w Polsce (poza Głównym Urzędem Miar) komercyjne wzorcowanie w zakresie pomiarowym (0,16 ÷ 6500 m<sup>3</sup>/h) różnego typu gazomierzy np. turbinowych, ultradźwiękowych, wirowych. Wymiana istniejącego systemu sterowania oraz aparatury kontrolno-pomiarowej umożliwi rozszerzenie możliwości pomiarowych w dziedzinie przepływu o przepływomierze turbinowe, ultradźwiękowe, termiczno-masowe.

W planach rozwojowych Pracowni Pomiarowo-Badawczych jest przygotowanie się do rozszerzenia usług o pomiar emisji metanu. Zagadnienie to jest przedmiotem projektu pakietu dekarbonizacyjnego (tzw. dyrektywa gazowa, rozporządzenie gazowe, rozporządzenie metanowe), opublikowanych 15 grudnia 2021 r. przez Komisję Europejską.

W drugiej połowie 2022 r. w ramach kontynuacji prac podstawowych realizowanych przez BRIT zaplanowano:

- projekt badawczo-wdrożeniowy: Energetyczne Zagospodarowanie Biodegradowalnej Frakcji Odpadów Komunalnych: podpisanie umów na realizację Etapu II (optymalizacja technologii + instalacja pilotażowo-demonstracyjna) z MPO Kraków i Uniwersytetem Przyrodniczym w Poznaniu, uruchomienie postępowania zakupowego zlecającego posadowienie instalacji pilotażowo-demonstracyjnej zintegrowanego układu energetycznego zagospodarowania frakcji biodegradowalnej odpadów komunalnych, złożenie wniosku do urzędu patentowego, celem zabezpieczenia autorskiej technologii opracowanej w ramach Etapu I.
- projekt badawczo-wdrożeniowy: Mikrokogeneracja H2: budowa drugiego prototypowego układu, zasilanego gazem ziemnym. Testy długookresowe tego prototypu wykażą podatność do zasilania układu gazem ziemnym w okresie przejściowym transformacji energetycznej, ukierunkowanej na paliwa alternatywne, zeroemisyjne – tzw. zdekarbonizowane.
- zadanie projektowe (poziom prac badawczych) Biometanizacja: odbiór kluczowego Kamienia Milowego w zakresie efektywności dozowania wodoru do pulpy fermentacyjnej, opracowanie projektu Planu wdrożenia i komercjalizacji.
- projekt badawczo-wdrożeniowy HyCogen: uzgodnienia techniczne oraz biznesowe dotyczące przekazania prototypu (agregatu kogeneracyjnego skali zawodowej) do użytkowania i testów długookresowych przy zasilaniu czystym wodorem i/lub gazem ziemnym w warunkach rzeczywistych. Efektywne wdrożenie i testy długookresowe umożliwią walidację technologii „multifuel” przed jej ostateczną komercjalizacją i wprowadzeniu na rynek.

## 5. Sytuacja finansowa GK PGNiG i PGNiG w I półroczu 2022 r.

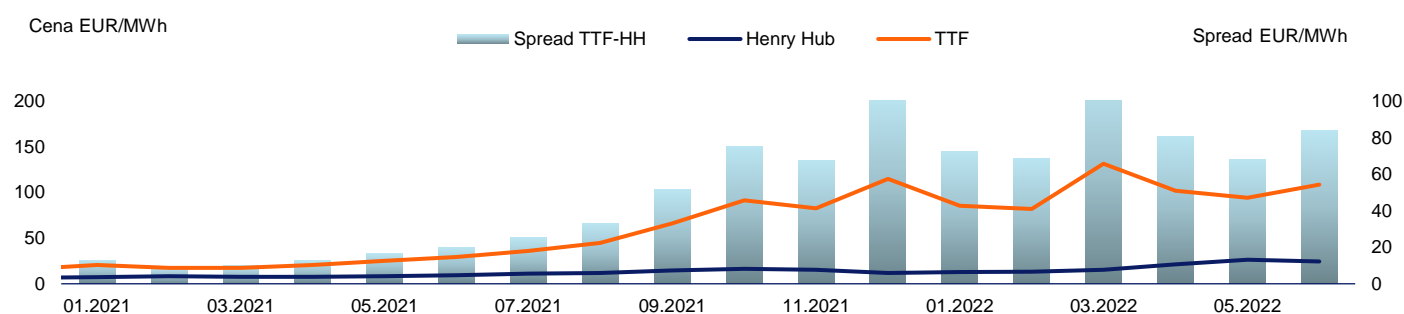
### 5.1 Sytuacja makroekonomiczna

#### 5.1.1 Tendencje na rynku gazu ziemnego

Rok 2022 przyniósł ze sobą bezprecedensowe wydarzenia na globalnych rynkach surowców energetycznych. W efekcie agresji zbrojnej Rosji na Ukrainę ceny większości węglowodorów na globalnych rynkach istotnie wzrosły. Trwająca wojna zmieniła tradycyjne mechanizmy kształtowania cen – minione miesiące charakteryzowały się ich znaczącymi wahaniami, a na poziomy cen wpływ miały przede wszystkim oświadczenia polityczne i spekulacje. Powodem wysokich wzrostów było przede wszystkim ryzyko częściowego lub całkowitego odcięcia dostaw węglowodorów z Rosji do Europy – zarówno z uwagi na możliwe ograniczenie podaży przez Rosję, jak i z uwagi na sankcje stopniowo nakładane ze strony Zachodu. W dniu 27 kwietnia 2022 r. Gazprom całkowicie wstrzymał dostawy gazu do Polski.

W I połowie 2022 r. ceny gazu ziemnego w Europie zanotowały bardzo silny wzrost w stosunku do cen z I półrocza 2021 r. Średnia cena gazu ziemnego na holenderskim hubie TTF wyniosła w tym czasie 96,94 EUR/MWh - wzrost o blisko 350% w porównaniu do analogicznego okresu 2021 r. Porównując te same okresy, notowania gazu ziemnego na Henry Hub wzrosły o 135% do poziomu średnio 18,91 EUR/MWh. Średnia cena surowca w Stanach Zjednoczonych wzrosła w tym czasie o 10,86 EUR/MWh. Tym samym, w minionym półroczu *spread* między tymi dwoma obszarami handlu zwiększył się o prawie 500%, tj. o 67,91 EUR/MWh i wyniósł średnio 81,52 EUR/MWh. Największy *spread* cenowy odnotowano w marcu 2021 r.: 115,81 EUR/MWh.

Wykres 4 Średnie miesięczne fronth month gazu ziemnego na hubach Henry Hub i TTF w 2021 i I poł. 2022 r.

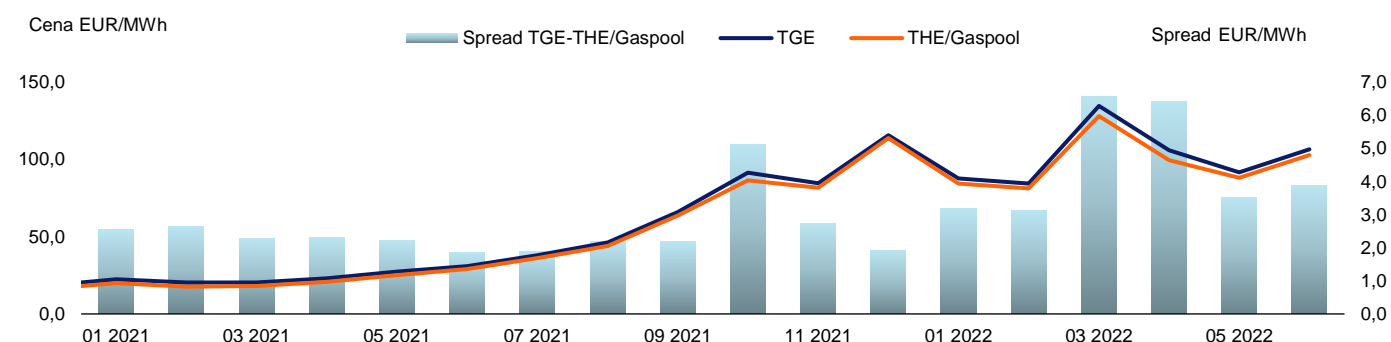


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych NYMEX oraz ICE. Notowania kontraktu ang. fronth month – kontrakt z datą wykonania w następnym miesiącu.

### Ceny gazu w Polsce

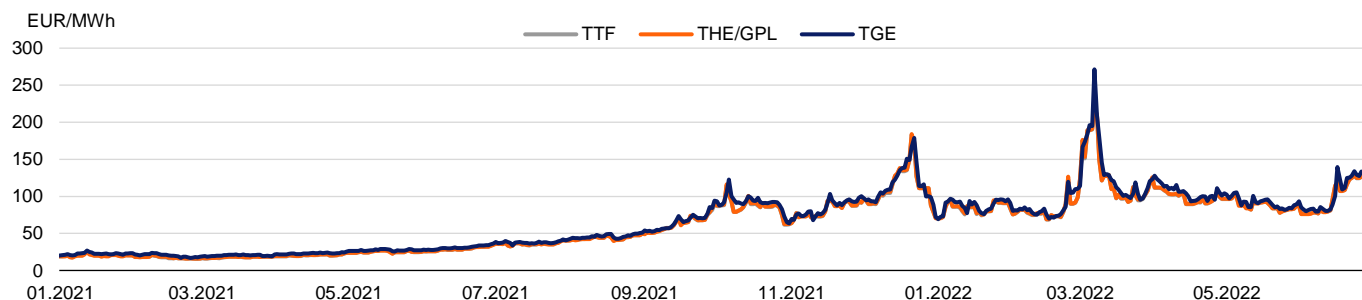
W I połowie 2022 r. średnia *spotowa* (Rynek Dnia Następnego i Bieżącego) cena gazu w Polsce wyniosła 101,88 EUR/MWh, po wzroście o 77,79 EUR/MWh (o 323%) względem analogicznego okresu 2021 r. Ceny gazu były silnie skorelowane z cenami gazu w Niemczech i szerzej, na rynkach europejskich. Średni *spread* pomiędzy *spotowymi* cenami (dla produktu Day Ahead) na TGE oraz na THE (Gaspool) w I połowie 2022 r. wyniósł 4,46 EUR/MWh i wzrósł o 2,16 EUR/MWh (94%) w porównaniu z I połową 2021 r. Zanotowany wzrost *spreadu* pomiędzy średnimi cenami zamknięcia na rynkach w Polsce i w Niemczech nie był rezultatem zmian sytuacji fundamentalnej (np. wzrostu kosztów przesyłu), a wynikał z gwałtownych zmian cen, jakie wystąpiły na rynku gazu. Zmiany te, połączone z wcześniejszą godziną zamknięcia giełdy TGE względem giełd zachodnich powodowały, że ceny zamknięcia w Polsce nie odpowiadały poziomom wzrostów cen na innych rynkach. Cena notowana na TGE „wyrównywała się” w rezultacie z cenami notowanymi na hubach zachodnioeuropejskich dopiero następnego dnia, w momencie otwarcia rynku.

Wykres 5 Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego w Polsce i w Niemczech w 2021 r. i I poł. 2022 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz EEX.

Wykres 6 Cena gazu ziemnego spot na giełdzie TGE, TTF i THE w 2021 r. i I poł. 2022 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz EEX.

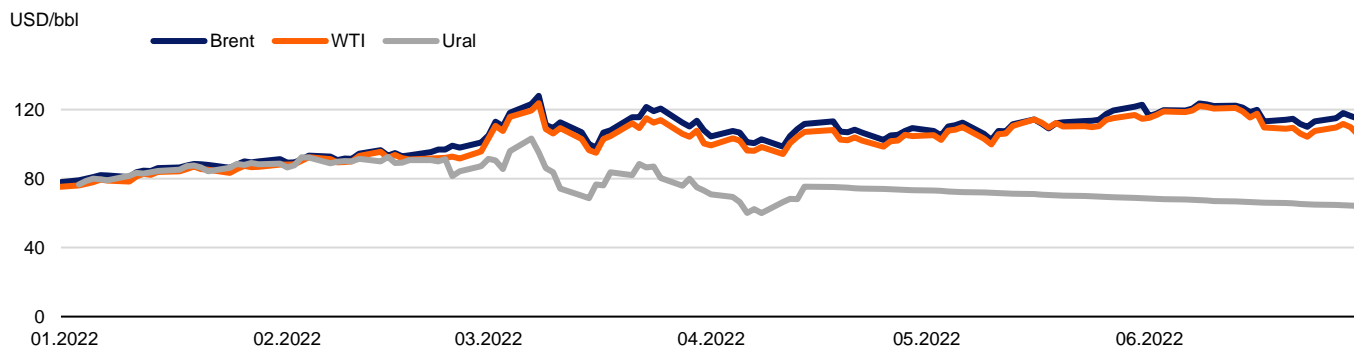
Sytuacja na rynku gazu ziemnego w Europie i na świecie ma przełożenie na wyniki finansowe Grupy PGNiG głównie ze względu na jego wpływ na segment Obrót i Magazynowanie zarówno po stronie kosztowej, jak i przychodowej.

### 5.1.2 Tendencje na rynku ropy naftowej

Pierwsza połowa 2022 r. to bardzo chwiejny czas na rynku ropy – obserwowane były dzienne zmiany ceny surowca rzędu kilku dolarów. Ceny surowca Brent, WTI i Ural przez pierwsze półtora miesiąca 2022 r. podążały za sobą, lecz wszystko zmieniło się od czasu agresji Rosji na Ukrainę. Od końca lutego ropa Ural sprzedawana jest z dużym dyskontem do innych gatunków ropy, jako że stała się nieatrakcyjna dla zachodniego świata. Stany Zjednoczone już początkiem marca nałożyły sankcje na rosyjską ropę, a Unia Europejska podjęła starania, żeby ograniczyć jej import, a z końcem 2022 r. ma w planach prawie całkowite odcięcie się od rosyjskiego surowca.

Cena Brent i WTI osiągnęła szczyt na początku marca, kiedy to ropa Brent kosztowała 127 USD, a WTI 123 USD. Cena ropy 8 marca podskoczyła do wartości nie widzianej przez ostatnie 13 lat. Stało się to zaraz przed nałożeniem sankcji przez USA na Rosję. Niedługo później obydwa benchmarki spadły, cena ropy Brent spadła o prawie 40 USD, a WTI o 33 USD w ciągu 10 dni. Niepokój o globalną podaż wynikający z nadchodzącego spowolnienia gospodarczego oraz nowych ognisk koronawirusa w Chinach spowodowały spadek cen. Sugestie, że sankcje na Iran i Wenezuelę mogą zostać zniesione także obniżyły ceny surowca.

Wykres 7 Cena ropy Brent, WTI i Ural, kontrakt month ahead w I poł. 2022 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z ICE oraz NYMEX; ang. month ahead – kontrakt z datą wykonania w następnym miesiącu.

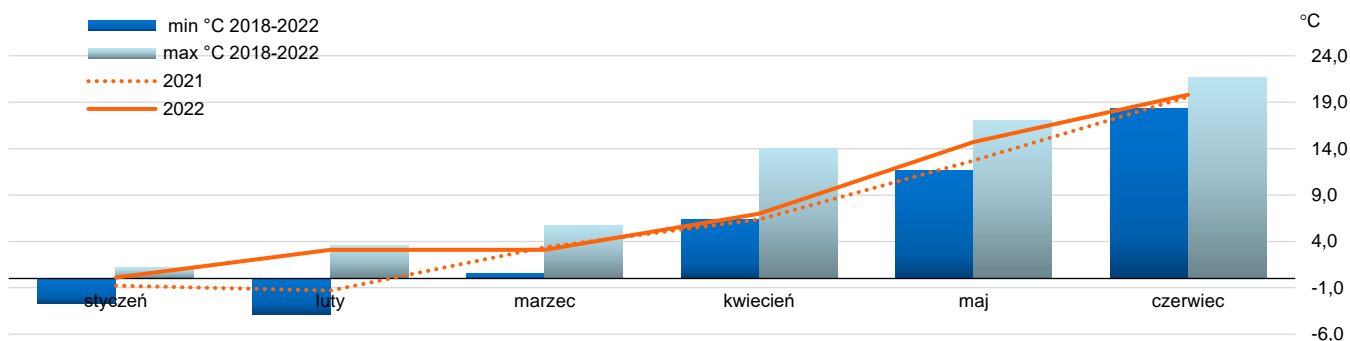
Zapotrzebowanie na ropę wzrosło w pierwszej połowie 2022 r. i według EIA wynosi 98,77 mln bbl/dzień, kiedy światowa produkcja surowca wyniosła 99,28 mln bbl/dzień. Większość agencji oraz organizacji branżowych prognozuje dalszy wzrost światowej produkcji w 2022 r. i dalej w 2023 r. głównie dlatego, że kartel OPEC i jego sojusznicy, którzy ciągle moderują ilość surowca na rynku ropy ogłosili, że we wrześniu 2022 r. planują zdjąć wszystkie regulacje produkcyjne. W pierwszej połowie 2022 r. coraz częściej mówiono o zniesieniu sankcji z Iranu po spełnieniu wymogów dotyczących porozumienia nuklearnego – to także przyczyniłoby się do dalszego wzrostu światowej produkcji. Strona popytowa jest jednak mniej optymistyczna. Widmo zahamowania gospodarczego oraz spowolnienia gospodarczego kładzie niepokój na wzrost popytu w następnych latach.

Sytuacja na rynku ropy naftowej w Europie i na świecie ma przełożenie na wyniki finansowe GK PGNiG głównie ze względu na jej wpływ na segment Poszukiwanie i Wydobywanie (głównie sprzedaż ropy naftowej wydobywanej w Norwegii) oraz koszt pozyskania gazu z importu w segmencie Obrót i Magazynowanie.

### 5.1.3 Średnie miesięczne temperatury

W I półroczu 2022 r. średnia temperatura kształtowała się powyżej średniej z analogicznego okresu 2021 r. i wyniosła 8,0 st. – o 1,3 st. wyżej niż w okresie porównawczym. W I kwartale 2022 r. średni odczyt wynosił 2,09 stopnia w porównaniu z 0,4 stopnia w roku ubiegłym. Względem 2021 r. największą r/r różnicę temperatury odnotowano w lutym o 4,4 stopnia. Średni odczyt w II kwartale wyniósł 13,8 st. Celsjusza – o 0,9 stopnia wyżej, niż w II kwartale 2021 r. Czynnikiem temperaturowym wpływa na wyniki dla GK PGNiG głównie w segmentach Obrót i Magazynowanie, Dystrybucja i Wytwarzanie.

Wykres 8 Średnie miesięczne temperatury



Punkt referencyjny pomiaru temperatury: Rzeszów.  
 Punkt referencyjny pomiaru temperatury: Rzeszów.  
 Źródło: Opracowanie własne.

### 5.2 Sytuacja finansowa GK PGNiG w I półroczu 2022 r.

Tabela 22 Wybrane dane finansowe GK PGNiG w I półroczu 2022 r., I półroczu 2021 r. oraz na koniec 2021 r.

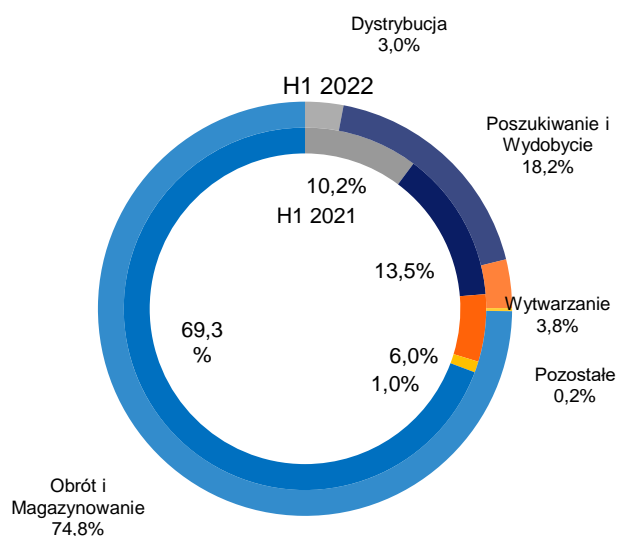
Dane dotyczące skonsolidowanego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2022	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2021	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2022	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2021
Przychody ze sprzedaży	78 372	24 985	16 881	5 495
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	15 067	5 195	3 245	1 142
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	11 917	3 417	2 567	751
Zysk przed opodatkowaniem	11 414	3 336	2 458	734
Zysk netto akcjonariuszy jednostki dominującej	4 839	2 434	1 042	535
Zysk netto	4 839	2 434	1 042	535
Łączne całkowite dochody przypadające akcjonariuszom jednostki dominującej	(1 576)	2 371	(339)	521
Łączne całkowite dochody	(1 576)	2 371	(339)	521
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	3 325	4 750	716	1 045
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(2 785)	(2 878)	(600)	(633)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	576	(1 065)	124	(234)
Przepływy pieniężne netto	1 116	807	240	177
Zysk na akcję podstawowy i rozwodniony (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,84	0,42	0,18	0,09

Dane dotyczące skonsolidowanego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	Stan na 30 czerwca 2022	Stan na 31 grudnia 2021	Stan na 30 czerwca 2022	Stan na 31 grudnia 2021
Aktywa razem	120 967	101 576	25 844	22 085
Zobowiązania razem	78 556	57 197	16 783	12 436
Zobowiązania długoterminowe	24 959	20 107	5 332	4 372
Zobowiązania krótkoterminowe	53 597	37 090	11 451	8 064
Kapitał własny razem	42 411	44 379	9 061	9 649
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 778	5 778	1 234	1 256
Średnia ważona liczba akcji zwykłych (mln szt.)	5 778	5 778	5 778	5 778
Wartość księgowa i rozwodniona wartość księgowa na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	7,34	7,68	1,57	1,67
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	-	0,21	-	0,05

## 5.2.1 Omówienie skonsolidowanego rachunku zysków i strat GK PGNiG

### Przychody ze sprzedaży

Wykres 9 Przychody ze sprzedaży w podziale na segmenty działalności w I pół. 2021 i 2022 r.



**PiW:** wzrost przychodów ze sprzedaży gazu E i Ls/Lw r/r o 12 486 mln zł (518%) oraz wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu o 1 130 mln zł (104% r/r).

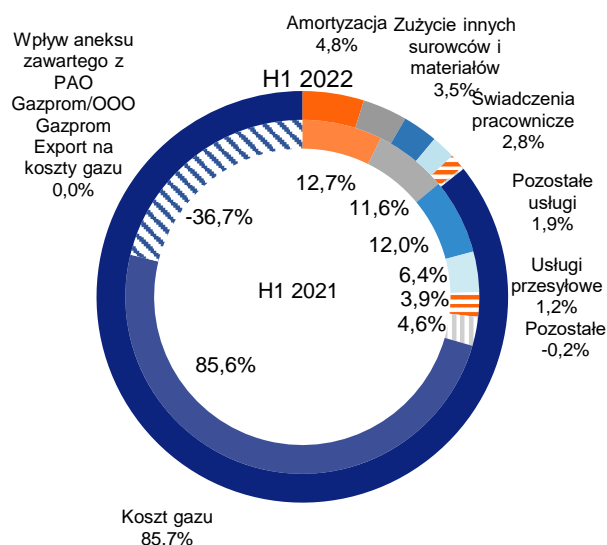
**OiM:** wzrost przychodów ze sprzedaży gazu E i Ls/Lw (z uwzgl. korekty sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających) o 48 601 mln zł (270% r/r). Wpływ na przychody rekompensat z Funduszu Wyплаты Różnicy Ceny dla PGNiG OD w kwocie 2 964 mln zł.

**Dystrybucja:** stabilne przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej w Polsce na poziomie 2,74 mld zł przy wyższej o 3,6% stawce taryfy dystrybucyjnej.

**Wytwarzanie:** wyższe przychody ze sprzedaży ciepła o 259 mln zł (27% r/r) przy wyższej średniej temperaturze r/r i wyższych wolumenach sprzedaży ciepła o 2% r/r; wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej z segmentu Wytwarzanie o 1 419 mln zł (301% r/r) przy wyższym wolumenie sprzedaży o 50%.

### Koszty działalności operacyjnej

Wykres 10 Podziały kosztów operacyjnych w I pół. 2021 i 2022 r.



Wzrost kosztów sprzedanego gazu o 42 744 mln zł (293% r/r).

Wzrost kosztów zużycia innych surowców i materiałów o 384 mln zł (20% r/r), w tym energii elektrycznej na cele handlowe o 346 mln zł (30% r/r).

Wzrost kosztów z tytułu świadczeń pracowniczych o 144 mln zł (9% r/r), w tym wynagrodzeń o 77 mln zł (6% r/r).

Koszty 3 odwiertów negatywnych i sejsmiki wyniosły 224 mln zł w I pół. 2022 r. vs 425 mln zł (8 odwiertów negatywnych) w I pół. 2021 r.

Rozwiązanie odpisu na majątek trwały w I pół. 2022 r. na poziomie +656 mln zł wobec rozwiązania odpisu w I pół. 2021 r. na poziomie +541 mln zł.

Wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie +36 mln zł. W I pół. 2021 r. rozwiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie +0,5 mln zł.

Amortyzacja w I pół. 2022 r. na poziomie 3 150 mln zł, w Norwegii 1 007 mln zł.

### EBITDA

Zysk z działalności operacyjnej EBIT w I półroczu 2022 r. wyniósł 11 917 mln zł i był o 8 500 mln zł wyższy r/r, co było związane głównie ze wzrostem przychodów ze sprzedaży wolumenów wydobywania własnego gazu ziemnego i ropy naftowej z kondensatem w środowisku wysokich rynkowych cen węglowodorów. Podobny wpływ odnotowano w przypadku zysku operacyjnego bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA), który r/r był wyższy o 9 872 mln zł (osiągnął wartość 15 067 mln zł w I półroczu 2022 r.).

## Koszty finansowe netto i wynik netto

Koszty finansowe netto w I półroczu 2022 r. wyniosły -495 mln zł, z czego kluczowe pozycje stanowiły odsetki od zadłużenia w kwocie -240 mln zł oraz odpis aktualizujący udzielone pożyczki (głównie spółce Elektrociepłownia Stalowa Wola) na poziomie -146 mln zł.

Po uwzględnieniu wyniku z inwestycji wycenianych metodą praw własności na poziomie -8 mln zł oraz wyższych r/r obciążeń podatkowych (głównie z uwagi na podatki z tytułu działalności PGNiG UN) w kwocie 6 575 mln zł, zysk netto Grupy za I półrocze 2022 r. wyniósł 4 839 mln zł i był wyższy o 2 405 mln zł r/r.

Szczegółowe noty w zakresie przychodów i kosztów finansowych (nota 3.7), inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności (nota 2.1) oraz podatku dochodowego (nota 3.8) są dostępne w [Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy Kapitałowej PGNiG za I półrocze 2022 r.](#)

## Aktywa

Największą pozycję aktywów GK PGNiG stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których wartość na 30 czerwca 2022 r. wyniosła 50 913 mln zł i była o 721 mln zł (+1%) wyższa od stanu na 31 grudnia 2021 r., z czego istotny wzrost odnotowano na poziomie pozycji „Środki trwałe w budowie pozostałe” oraz „Budynki i budowle” tj. odpowiednio o 708 mln zł, czyli +17% i 476 mln zł, czyli +2% w odniesieniu do 31 grudnia 2021 r.

Aktywa obrotowe GK PGNiG na 30 czerwca 2022 r. wyniosły 59 925 mln zł i były o 15 829 mln zł (+36%) wyższe niż na koniec 2021 r. przy wyższym poziomie należności o 5 584 mln zł (+34%), pochodnych instrumentów finansowych o 4 655 mln zł (+61%) oraz zapasów o 3 931 mln zł (+48%).

## Kapitał własny i zobowiązania

Istotnym źródłem finansowania aktywów GK PGNiG jest kapitał własny, którego wartość na 30 czerwca 2022 r. wynosiła 42 411 mln zł, co oznacza spadek o 1 968 mln zł (-4%) w relacji do 30 grudnia 2021 r. Na zmianę poziomu kapitałów własnych wpływ miały przede wszystkim wartość zysku zatrzymanego (wzrost o 4 839 mln zł) oraz ujemny kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń (wzrost o 6 908 mln zł).

Stan zobowiązań długoterminowych na 30 czerwca 2022 r. wyniósł 24 959 mln zł i był wyższy od poziomu z 31 grudnia 2021 r. o 4 852 mln zł (+24%). Zmiana poziomu zobowiązań długoterminowych wynika m.in. ze wzrostu na poziomie pochodnych instrumentów finansowych (o 6 661 mln zł, czyli +137% w porównaniu do stanu na 31 grudnia 2021 r.). Na 30 czerwca 2022 r. GK PGNiG posiadała zobowiązania krótkoterminowe na poziomie 53 597 mln zł, co oznacza wzrost o 16 507 zł (+45%) w relacji do końca 2021 r. Podobnie jak w przypadku zobowiązań długoterminowych wzrost spowodowany był wyższym poziomem pochodnych instrumentów finansowych (o 8 254 mln zł, tj. +81% w relacji do 31 grudnia 2021 r.).

Szczegółowe informacje na temat skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej dostępne są w [Raporcie Okresowym Grupy Kapitałowej PGNiG za I półrocze zakończone 30 czerwca 2022 r.](#)

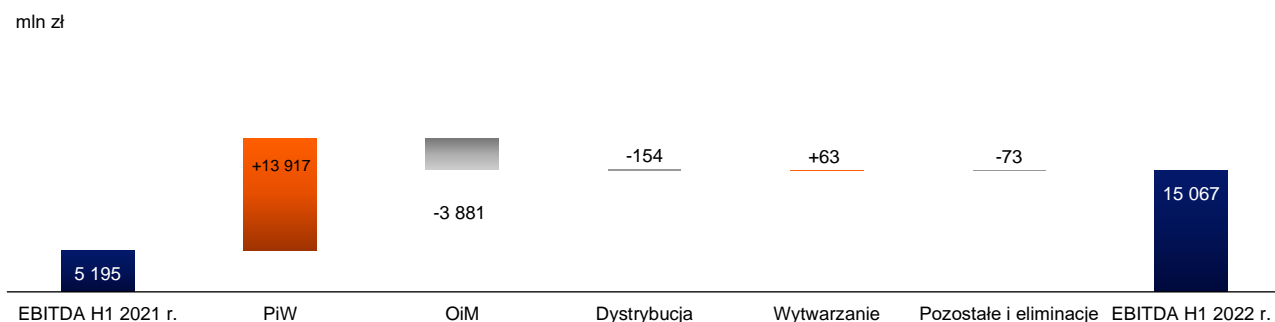
## Sprawozdanie z przepływów pieniężnych GK PGNiG

W I półroczu 2022 r. odnotowano przepływy pieniężne z działalności operacyjnej w wysokości +3 325 mln zł, niższe o 1 425 mln zł w porównaniu do I półrocza 2021 r. Spadek spowodowany był przede wszystkim istotną zmianą na pozycji kapitału obrotowego, która na koniec I półrocza 2022 r. wyniosła -5 384 mln zł wobec 233 mln zł rok wcześniej. Na nieznacznie niższym poziomie – w porównaniu z I półroczem 2021 r. – utrzymały się przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej (-2 785 mln zł w I półroczu 2022 r. względem -2 878 mln zł w I półroczu 2021 r.). Przepływy pieniężne z działalności finansowej wyniosły 576 mln zł, w rezultacie znacznie wyższych niż w I półroczu 2021 r. wpływów z tytułu zadłużenia (3 208 mln zł na koniec I półrocza 2022 r. w porównaniu do 4 mln zł na koniec I półrocza 2021 r.).

Szczegółowe informacje na temat skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej dostępne są w [Raporcie Okresowym Grupy Kapitałowej PGNiG za I półrocze zakończone 30 czerwca 2022 r.](#)

## 5.2.2 Omówienie wyników segmentów

Wykres 6 Zmiany EBITDA pomiędzy I pół. 2021 r. a I pół. 2022 r.



### Poszukiwanie i Wydobywanie (PiW)

Tabela 23 Przychody ze sprzedaży w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie w I pół. 2022 i I pół. 2021 oraz w latach 2020-2021

Poszukiwanie i Wydobywanie dane finansowe	I pół. 2022	I pół. 2021	2021	2020
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG	3 525	1 742	4 354	2 754
Przychody ze sprzedaży między segmentami	14 104	2 049	11 536	1 858
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:	17 629	3 791	15 890	4 612
gaz wysokometanowy, zaazotowany i LNG	14 898	2 412	12 455	2 512
ropa naftowa, kondensat i NGL	2 215	1 085	2 683	1 491
usługi geofizyczne, geologiczne, wiertnicze, serwisowe	187	122	302	227
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	16 670	2 754	13 530	927
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	15 294	2 174	12 078	-321

Tabela 24 Koszty operacyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie w I pół. 2022 i I pół. 2021 oraz w latach 2020-2021

	I pół. 2022	I pół. 2021	2021	2020
Koszty ogółem, w tym:	-2 335	-1 617	-3 812	-4 933
zużycie surowców i materiałów	-334	-141	-455	-313
świadczenia pracownicze	-488	-442	-928	-910
usługi przesyłowe	-278	-102	-290	-210
pozostałe usługi	-574	-334	-852	-618
podatki i opłaty	-438	-221	-606	-389
pozostałe przychody i koszty operacyjne	580	-127	-32	-55
koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	136	190	378	493
koszt odwiertów negatywnych	-207	-425	-607	-185
koszt spisanych aktywów dot. poszukiwania i oceny zasobów mineralnych - sejsmika	-17	0	-18	-13
odpis aktualizujący wartość składników majątku trwałego	661	565	1 050	-1 485
amortyzacja	-1 376	-580	-1 452	-1 248

- wzrost przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego łącznie w segmencie o 12 486 mln zł (518% r/r) przy wyższej cenie gazu Rynku Dnia Następnego na Towarowej Giełdzie Energii o 330% r/r i wyższej cenie TTF wyrażonej w polskim złotym o 368% r/r;
- stabilne wolumeny wydobywania gazu w Polsce na poziomie 1,78 mld m<sup>3</sup> oraz niższe w Pakistanie o 5% r/r, w Norwegii wyższe o 294% r/r;
- wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (104% r/r, o 1 130 mln zł) przy spadku wolumenu sprzedaży w Polsce o 1% r/r, wzroście w Norwegii o 18% r/r oraz wyższej średniej cenie ropy naftowej Brent w USD/bbl o 64% r/r wyrażonej w USD;
- wolumeny wydobywania ropy naftowej i NGL w Norwegii wyższe o 52% r/r na poziomie 430 tys. ton, w Polsce niższe o 5% r/r na poziomie 309 tys. ton;
- spisane koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki: -224 mln zł w I pół. 2022 r. wobec -425 mln zł w I pół. 2021 r.;
- rozwiązanie odpisów na majątek trwały: +661 mln zł w I pół. 2022 r. wobec rozwiązania odpisu na poziomie +565 mln zł w I pół. 2021 r.;
- pozycja overlift / underlift w Norwegii w I pół. 2022 r. – wpływ wyceny na wynik na poziomie +368 mln zł. W I pół. 2021 r. odnotowano wpływ wyceny pozycji overlift / underlift na wynik w wysokości -36 mln zł.

Tabela 25 Nakłady inwestycyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie w I pół. 2022 i I pół. 2021 oraz w latach 2020-2021\*

w mln PLN	I pół. 2021 r.	I pół. 2021 r.	2021 r.	2020 r.
Poszukiwanie i Wydobywanie, w tym:	1 054	876	2 108	2 557
Norwegia	772	427	1 227	1 572
Pakistan	48	24	64	75
Libia	1	1	4	4

\* W tym m.in. skapitalizowane koszty finansowania zewnętrznego.



## Obrót i Magazynowanie (OiM)

Tabela 26 Przychody ze sprzedaży w segmencie Obrót i Magazynowanie w I pół. 2022 i I pół. 2021 oraz w latach 2020-2021

Obrót i Magazynowanie dane finansowe	I pół. 2022	I pół. 2021	2021	2020
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG	69 735	19 134	57 807	29 850
Przychody ze sprzedaży między segmentami	2 832	325	2 140	793
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:	72 567	19 459	59 947	30 643
gaz wysokometanowy, zaazotowany, LNG, CNG, korekta na transakcjach zabezpieczających	66 617	18 016	55 126	27 135
energii elektrycznej	2 960	1 617	3 778	2 858
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	-3 609	272	-1 702	9 580
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	-3 792	162	-1 913	9 357

Tabela 27 Koszty operacyjne w segmencie Obrót i Magazynowanie w I pół. 2022 i I pół. 2021 oraz w latach 2020-2021

	I pół. 2022	I pół. 2021	2021	2020
Koszty ogółem, w tym:	-76 359	-19 297	-61 860	-21 286
koszt gazu	-71 185	-16 538	-55 148	-16 717
zużycie surowców i materiałów	-2 913	-1 639	-3 813	-2 782
świadczenia pracownicze	-198	-194	-431	-441
usługi przesyłowe	-145	-97	-185	-171
pozostałe usługi	-531	-360	-805	-824
podatki i opłaty	-34	-29	-39	-48
pozostałe przychody i koszty operacyjne	-1 196	-335	-1 156	-466
koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	-10	5	17	28
amortyzacja	-183	-110	-211	-223

- wzrost przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego łącznie w segmencie (z uwzględnieniem wpływu transakcji zabezpieczających) o 48 601 mln zł (270% r/r);
- przychody z tytułu rekompensaty z Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny dla PGNiG OD na poziomie 2 964 mln zł;
- sprzedaż w marcu przez PGNiG 10,06 TWh gazu ziemnego stanowiącego zapas obowiązkowy do Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych o wartości 5 955 mln zł;
- wzrost kosztów sprzedanego gazu w segmencie o 54 647 mln zł (330% r/r) w wyniku wzrostów cen gazu na towarowych giełdach europejskich;
- wynik na wycenie i realizacji instrumentów zabezpieczających odniesiony w wynik z działalności operacyjnej łącznie na poziomie -418 mln zł, w tym:
  - ujęty w przychodach ze sprzedaży w wysokości -1 112 mln zł (w I pół. 2021 r.: -360 mln zł),
  - ujętych w kosztach gazu +587 mln zł (w I pół. 2021 r.: +200 mln zł),
  - ujęty w pozostałych kosztach operacyjnych netto +107 mln zł (w I pół. 2021 r.: -41 mln zł);
- niższy wolumen importu gazu do Polski r/r z kierunku wschodniego (w I pół. 2022 r.: 3,00 mld m<sup>3</sup> vs w I pół. 2021 r.: 4,82 mld m<sup>3</sup>), wyższy wolumen importu LNG (w I pół. 2022 r.: 2,72 mld m<sup>3</sup> vs w I pół. 2021 r.: 2,04 mld m<sup>3</sup>) oraz łącznie z kierunku zachodniego i południowego (w I pół. 2022 r.: 2,30 mld m<sup>3</sup> vs w I pół. 2021 r.: 1,41 mld m<sup>3</sup>);
- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej w segmencie łącznie: 2 960 mln zł, wzrost o 1 343 mln zł r/r (83%) przy jednoczesnym wzroście kosztów energii na cele handlowe o 1 266 mln zł (78% r/r);
- wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie +37 mln zł. W I pół. 2021 r. rozwiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie +0,5 mln zł;
- wpływ zawiązania rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej: -176 mln zł w I pół. 2022 r. wobec -151 mln zł w I pół. 2021 r.

Nakłady inwestycyjne poniesione na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w I połowie 2022 r. w segmencie Obrót i Magazynowanie wyniosły 483 mln zł.

## Dystrybucja

Tabela 28 Przychody ze sprzedaży w segmencie Dystrybucja w I pół. 2022 i I pół. 2021 oraz w latach 2020-2021

Dystrybucja wyniki finansowe	I pół. 2022	I pół. 2021	2021	2020
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG	2 830	2 820	5 304	4 603
Przychody ze sprzedaży między segmentami	67	48	109	81
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:	2 897	2 868	5 413	4 684
dystrybucja gazu	2 742	2 731	5 088	4 389
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	1 399	1 553	2 893	2 157
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	769	958	1 675	1 063

**Tabela 29 Koszty operacyjne w segmencie Dystrybucja w I pół. 2022 i I pół. 2021 oraz w latach 2020-2021**

	I pół. 2022	I pół. 2021	2021	2020
<b>Koszty ogółem, w tym:</b>	<b>-2 128</b>	<b>-1 910</b>	<b>-3 738</b>	<b>-3 621</b>
zużycie surowców i materiałów	-173	-90	-221	-72
świadczenia pracownicze	-818	-743	-1 566	-1 495
usługi przesyłowe	-351	-339	-684	-667
pozostałe usługi	-123	-114	-244	-233
podatki i opłaty	-495	-431	-490	-394
pozostałe przychody i koszty operacyjne	277	242	299	-33
koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	185	160	386	367
odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	3	2	-5	-5
amortyzacja	-630	-595	-1 218	-1 094

- niższy o 11% wolumen dystrybuowanego gazu sięgający 6,53 mld m<sup>3</sup>, przy wyższej o 1,3°C średniej temperaturze r/r;
- stabilne przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej w Polsce na poziomie 2,74 mld zł, przy wyższym poziomie taryfy o 3,6% w porównaniu do wcześniejszej taryfy;
- wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 74 mln zł (+10% r/r) ze względu na wzrost wynagrodzeń oraz innych składników tj. premii i ubezpieczeń społecznych.

Nakłady inwestycyjne poniesione na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w I połowie 2022 r. w segmencie Dystrybucja wyniosły 1 530 mln zł.

## Wytwarzanie

**Tabela 30 Przychody ze sprzedaży w segmencie Wytwarzanie w I pół. 2022 i I pół. 2021 oraz w latach 2020-2021**

Wytwarzanie wyniki finansowe	I pół. 2022	I pół. 2021	2021	2020
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG	2 240	1 238	2 381	1 844
Przychody ze sprzedaży między segmentami	1 432	448	1 042	929
<b>Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:</b>	<b>3 672</b>	<b>1 686</b>	<b>3 423</b>	<b>2 773</b>
ciepło	1 205	946	1 753	1 469
energia elektryczna	2 177	536	1 239	1 053
dystrybucja ciepła	61	50	96	78
<b>Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)</b>	<b>696</b>	<b>633</b>	<b>1 134</b>	<b>930</b>
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	-230	173	55	135

**Tabela 31 Koszty operacyjne w segmencie Wytwarzanie w I pół. 2022 i I pół. 2021 oraz w latach 2020-2021**

	I pół. 2022	I pół. 2021	2021	2020
<b>Koszty ogółem, w tym:</b>	<b>-3 902</b>	<b>-1 513</b>	<b>-3 368</b>	<b>-2 638</b>
zużycie surowców i materiałów	-2 482	-693	-1 636	-1 166
świadczenia pracownicze	-129	-120	-238	-234
usługi obce	-121	-101	-244	-207
podatki i opłaty	-39	-39	-76	-65
pozostałe przychody i koszty operacyjne	-205	-100	-95	-171
koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	0	0	0	0
odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	0	0	0	-7
amortyzacja	-926	-460	-1 079	-795

- wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o 301% r/r do poziomu 1 891 mln zł przy wyższych cenach rynkowych i wyższym wolumenie sprzedaży o 50% r/r;
- wyższe przychody ze sprzedaży ciepła (27% r/r) na poziomie 1,21 mld zł przy wyższej średniej temperaturze i wyższych o 2% r/r wolumenach sprzedaży;
- niższe o 34 mln zł r/r koszty zakupu węgla na poziomie 442 mln zł w I pół. 2022 r. i wyższe o 18 mln zł r/r koszty biomasy na poziomie 45 mln zł w I pół. 2022 r.;
- wzrost kosztów amortyzacji o 466 mln zł r/r. Amortyzacja CO<sub>2</sub> w I półroczu 2022 r.: 718 mln zł.

Nakłady inwestycyjne poniesione na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w I połowie 2022 r. w segmencie Wytwarzanie wyniosły 1 017 mln zł (w tym z tytułu CO<sub>2</sub>: 582 mln zł).

## 5.2.3 Przewidywana sytuacja finansowa oraz tendencje na rynku kluczowych produktów

### Przewidywana sytuacja finansowa GK PGNiG

PGNiG nie publikuje prognoz finansowych. Na sytuację finansową GK PGNiG w przyszłych okresach będą w istotnym stopniu oddziaływać zmiany cen węglowodorów na rynkach surowców oraz zmiany kursów walut. Powyższe czynniki będą szczególnie istotne dla wyników generowanych przez GK PGNiG w segmentach Poszukiwanie i Wydobycie oraz Obrót i Magazynowanie. Zmiana notowań cen węglowodorów przekłada się na przychody ze sprzedaży realizowane przez podmioty GK PGNiG zajmujące się wydobywaniem oraz ma wpływ na poziom popytu na usługi sejsmiczne i poszukiwawcze świadczone przez spółki GK PGNiG. Wzrost cen gazu i ropy naftowej wpływa pozytywnie na wyniki w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie. Długoterminowe prognozy cen węglowodorów mają znaczący wpływ na prognozowane przepływy pieniężne z majątku produkcyjnego i w konsekwencji na konieczność aktualizacji wartości aktywów trwałych.

Trwająca inwazja Rosji na Ukrainę oraz stan zagrożenia pandemicznego i niepewność związana z możliwością przywrócenia obostrzeń może wzmacniać zmienność cen węglowodorów na międzynarodowych rynkach, co w efekcie może wpłynąć na poziom przychodów i kosztów Grupy PGNiG w działalności związanej z wydobywaniem i obrotem węglowodorami. Znaczące wahania cen surowców mogą powodować chwilowe lub trwałe problemy kontrahentów związane z płynnością, co w efekcie może prowadzić do ich niewypłacalności lub bankructwa. Z tego względu oczekuje się, że ekonomiczne skutki wyżej opisanych okoliczności będą miały wpływ na jakość portfela aktywów finansowych Grupy PGNiG i mogą ograniczyć poziom spłacalności należności handlowych oraz pozostałych należności. Przewidywany wpływ będzie zróżnicowany w zależności od sektora gospodarki, w jakim funkcjonują kontrahenci.

Dodatkowo, w krótkim okresie Grupa PGNiG narażona jest na ryzyko wystąpienia szoków popytowo-podażowych na rynkach towarowych oraz gwałtownych zmian cen surowców energetycznych jak również ryzyko wahań spreadów cenowych dla różnych rynków geograficznych i towarowych. Znaczące wahania cen oraz spreadów cenowych mogą doprowadzić do przejściowego pogorszenia rentowności działalności operacyjnej oraz oddziaływać negatywnie na sytuację płynnościową Grupy PGNiG i jej kontrahentów, co w konsekwencji może wpłynąć negatywnie na działalność Grupy PGNiG, na jej sytuację finansową, wyniki działalności lub perspektywy rozwoju.

Z uwagi na powiązanie cen ropy naftowej z ceną gazu w ramach kontraktu jamalskiego i kontraktu katarskiego, cena ropy naftowej ma przeciwne do obserwowanego w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie oddziaływanie na wyniki segmentu Obrót i Magazynowanie. Wzrost cen ropy naftowej przekłada się na wzrost kosztów zakupu gazu ziemnego przez PGNiG. Zależność ta została istotnie ograniczona w przypadku kontraktu jamalskiego dzięki pozytywnemu dla PGNiG wyrokowi Trybunału Arbitrażowego w Sztokholmie w kwestii dotyczącej stosowanej w kontrakcie jamalskim formuły cenowej. Na wyniki realizowane przez GK PGNiG istotny wpływ będzie miała także sytuacja na krajowym rynku walutowym. Umocnienie się złotego względem walut obcych (głównie względem dolara amerykańskiego) będzie oddziaływać pozytywnie na wyniki segmentu Obrót i Magazynowanie, obniżając koszt importu gazu ziemnego przez PGNiG, przy czym należy zaznaczyć, iż w wyniku prowadzonej przez spółki GK PGNiG polityki zabezpieczeń, wpływ zmian kursów walutowych na wyniki jest optymalizowany.

Na sytuację finansową GK PGNiG wpłynie także stanowisko Prezesa URE odnośnie poziomu taryf sprzedaży i dystrybucji paliw gazowych oraz sprzedaży ciepła. Dodatkowo, postępująca liberalizacja rynku gazu w Polsce będzie w dalszym ciągu wywoływać presję na wyniki realizowane przez spółki GK PGNiG świadczące usługi sprzedaży gazu działające w segmencie Obrót i Magazynowanie. Powyższe czynniki mogą wpłynąć na obniżenie rentowności segmentu Obrót i Magazynowanie poprzez zmniejszenie uzyskiwanych marż na sprzedaży.

W związku z tym, że Grupa PGNiG prowadzi działalność również w segmencie wytwarzania ciepła i energii elektrycznej ryzyko zmienności cen dotyczy także handlu energią elektryczną, prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia energii oraz uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla. Handel energią elektryczną odbywa się na giełdowych rynkach regulowanych w Polsce i za granicą. Grupa PGNiG zawiera także transakcje poza rynkiem regulowanym w oparciu o umowy ramowe. W przypadku segmentu Wytwarzanie ważnym z punktu widzenia działalności GK PGNiG będzie kształt programów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz ze źródeł odnawialnych. Zmiany rynkowe cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> będą w coraz większym stopniu wpływać na sytuację finansową GK PGNiG w tym segmencie. Istotnym elementem kształtującym wyniki segmentu Wytwarzanie będzie poziom cen paliw produkcyjnych wykorzystywanych na potrzeby produkcji ciepła i energii elektrycznej, w tym gazu ziemnego i węgla.

Przewidywana sytuacja finansowa i działalność operacyjna GK PGNiG będzie znajdować się pod wpływem rozwoju sytuacji na Ukrainie i trwającej tam militarnej inwazji Federacji Rosyjskiej. Sukcesywnie wprowadzane sankcje gospodarcze i personalne wobec rosyjskich podmiotów i obywateli, jak również zagrożenie infrastruktury i tym samym bezpieczeństwa przepływu gazu ziemnego z kierunku wschodniego mogą negatywnie wpłynąć na międzynarodowy rynek gazu i powodować dalsze wzrosty cen gazu i osłabianie się polskiej waluty. Więcej informacji na temat zmian zachodzących w otoczeniu GK PGNiG w I półroczu 2022 r. znajduje się w [punkcie 3.1.](#)

### [Perspektywy rynku ropy naftowej, gazu ziemnego, energii elektrycznej i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>](#)

W nadchodzących miesiącach na ceny ropy będzie miał wpływ rozwój sytuacji gospodarczej na świecie i liczne niewiadome związane z rosyjską agresją na Ukrainie oraz - w mniejszym stopniu - pandemią. W kolejnych miesiącach inwazji Rosji na Ukrainę obserwowane są ograniczenia w imporcie ropy, a kupujący obawiają się jego dalszego zmniejszenia lub całkowitego odcięcia tych dostaw wraz z eskalacją konfliktu. W związku z niepewną sytuacją podażową w najbliższych okresach należy spodziewać się dalszych gwałtownych zmian cen na giełdach, m.in. w efekcie podejmowanych decyzji o ograniczaniu lub wstrzymywaniu zakupów rosyjskiej ropy.

Ceny gazu w Europie prawdopodobnie będą utrzymywać się na wysokim poziomie w okresie letnim i zimowym. W długim terminie należy zatem oczekiwać, iż trwający obecnie konflikt przyspieszy transformację energetyczną Europy oraz proces uniezależniania się od rosyjskich surowców energetycznych. Europejski rynek będzie prawdopodobnie poszukiwał źródeł pozyskania gazu innych niż gaz rosyjski, wobec czego zakłada się zwiększony popyt na LNG oraz intensyfikację zatłaczania magazynów gazu.

W Polsce planowane wzrosty mocy importowych i ogólnie dywersyfikacja źródeł pozyskania gazu będzie łagodziła trudną sytuację podażową na globalnym rynku.

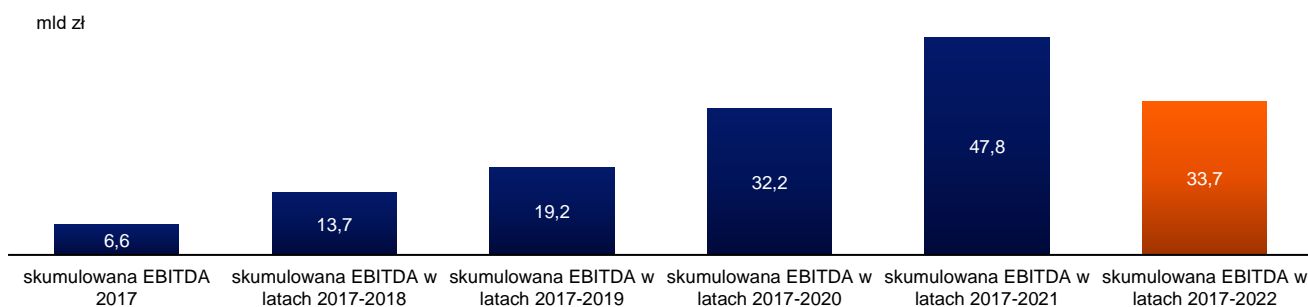
Cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (EUA - *ang. European Emission Allowances*) będzie w głównej mierze zależeć od udziału źródeł konwencjonalnych w strukturze produkcji energii elektrycznej, który jest pochodną produktywności odnawialnych źródeł energii oraz marżowości źródeł wytwórczych opartych o węgiel kamienny, węgiel brunatny i gaz ziemny. Obecny stan, w którym ceny gazu ziemnego są relatywnie wyższe niż węgla, powoduje zwiększoną generację energii elektrycznej z paliw wysoko emisyjnych. To w połączeniu z niską generacją OZE w minionym roku, doprowadziło do potężnych wzrostów cen EUA do poziomu przekraczającego 90 EUR/t CO<sub>2</sub>. Unia Europejska stosuje mechanizm corocznego ograniczania podaży certyfikatów. Mniejsza ilość dostępna dla członków Unii Europejskiej ma zniechęcić ich do produkcji energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych. Starania państw członkowskich o dynamiczny wzrost udziału OZE w krajowym miksie energetycznym mogą zatrzymać wzrost cen certyfikatów przez kilka kolejnych lat, natomiast analitycy spodziewają się stabilnego, silnego wzrostu notowań po 2025 r. W obliczu rosyjskiej agresji na Ukrainę i wzrostów cen gazu, ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na początku 2022 roku znacząco spadły. W trakcie II kwartału 2022 r. cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> wróciła jednak do poziomów powyżej 75 EUR/t.

Cena energii elektrycznej w Polsce w 2022 r. będzie uzależniona od poziomów cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Możliwe ograniczenia importu węgla mogą negatywnie wpłynąć na koszt wytwarzania energii elektrycznej w kraju.

## 5.2.4 Publikacja prognoz wyników finansowych i operacyjnych

Spółka nie publikuje prognoz wyników finansowych. W opublikowanej w 2017 r. strategii Spółka zapowiedziała wygenerowanie skumulowanego wyniku EBITDA Grupy na poziomie ok. 33,7 mld zł w latach 2017-2022 dzięki programowi inwestycyjnemu. Na koniec 2020 r. skumulowana EBITDA wyniosła 47,8 mld zł, co stanowi ok. 142% zaplanowanego wyniku do 2022 r.

Wykres 12 Skumulowana EBITDA GK PGNiG w latach 2017-2021 i cel strategiczny 2022 r.



W dniu 11 maja 2022 r. GK PGNiG opublikowała aktualizację prognozy wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej w Norwegii w latach 2022-2024.

Tabela 33 Prognoza wydobycia gazu ziemnego w latach 2022-2024\*

mld m <sup>3</sup>	2022	2023	2024
Polska	3,7	3,7	3,9
Zagranica, w tym:	2,9	2,8	2,9
- Norwegia	2,6	2,4	2,6
- Pakistan	0,3	0,4	0,3
Razem	6,6	6,5	6,8

\* W przeliczeniu na gaz wysokometanowy o ciepłe spalania 39,5 MJ/m<sup>3</sup>.

Tabela 34 Prognoza wydobycia ropy naftowej wraz z kondensatem i NGL w latach 2022-2024

tys. ton	2022	2023	2024
Polska	603	569	534
Zagranica, w tym:	920	791	894
Norwegia	920	791	904
Razem	1 523	1 360	1 428

Prognozowane zwiększenie wydobycia gazu ziemnego w latach 2022-2024 (w porównaniu do poprzednio opublikowanej prognozy z 1 grudnia 2021 r.) dotyczy trzech złóż: Skarv, Gina Krog i Duva. W przypadku złóż Skarv oraz Gina Krog wzrost produkcji będzie możliwy dzięki zmianie strategii wydobycia gazu polegającej na zaprzestaniu ponownego zatłaczania gazu do złoża w celu intensyfikacji wydobycia ropy naftowej. W przypadku złoża Duva zwiększenie wydobycia gazu jest możliwe dzięki wykorzystaniu wolnych mocy instalacji wydobywczej obsługującej złożo Gjøa oraz sąsiednie, do której podłączona jest Duva. Zmiana strategii wydobycia gazu będzie miała także wpływ na profil wydobycia ropy naftowej ze złóż w latach 2022-2024.

Prognozy wydobycia węglowodorów przez GK PGNiG w Polsce i w Pakistanie nie uległy zmianie (obowiązują prognozy opublikowane 1 grudnia 2021 r.).

### 5.3 Sytuacja finansowa PGNiG w I półroczu 2022 r.

Tabela 32 Wybrane dane finansowe PGNiG w I półroczu 2022 r., I półroczu 2021 r. oraz na koniec 2021 r.

Dane dotyczące jednostkowego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2022	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2021	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2022	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2021
Przychody ze sprzedaży	43 745	12 413	9 422	2 730
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	3 115	1 836	671	404
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	2 671	1 427	575	314
Zysk przed opodatkowaniem	2 893	2 140	623	471
Zysk netto	2 291	1 870	493	411
Całkowite dochody razem	(4 235)	1 779	(912)	391
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	(6 587)	(257)	(1 419)	(57)
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(323)	738	(70)	162
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	2 375	(28)	512	(6)
Przepływy pieniężne netto	(4 535)	453	(977)	99
Zysk netto i rozwodniony zysk netto na jedną akcję przypisany zwykłym akcjonariuszom (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,40	0,32	0,09	0,07

Dane dotyczące jednostkowego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	Stan na 30 czerwca 2022	Stan na 31 grudnia 2021	Stan na 30 czerwca 2022	Stan na 31 grudnia 2021
Aktywa razem	80 503	69 690	17 199	15 152
Zobowiązania razem	49 560	34 120	10 588	7 418
Zobowiązania długoterminowe	12 676	7 270	2 708	1 580
Zobowiązania krótkoterminowe	36 884	26 850	7 880	5 838
Kapitał własny	30 943	35 570	6 611	7 734
Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	7 518	7 518	1 606	1 635
Liczba akcji (średnia ważona w okresie w mln szt.)	5 778	5 778	5 778	5 778
Wartość księgowa i rozwodniona wartość księgowa na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	5,36	6,16	1,14	1,34
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	-	0,21	-	0,05

W I półroczu 2022 r. spółka PGNiG odnotowała wynik EBITDA na poziomie 3 115 mln zł, a więc wyższym o 1 279 mln zł niż w analogicznym okresie ubiegłego roku. Spadek wyniku EBITDA (o 5 088 mln zł) w segmencie Obrót i Magazynowanie jest efektem wzrostu cen nabycia gazu. Wzrost wyniku EBITDA (o 6 482 mln zł) w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie spowodowany jest głównie wzrostem cen gazu.

Pozytywny wpływ na wynik EBITDA segmentu wywarł również wyższy wynik na sprzedaży ropy naftowej wywołanego wzrostem cen jednostkowych sprzedaży. Spadek wyniku EBITDA (o 115 mln zł) w segmencie Pozostałe spowodowany jest m.in. wynikiem na różnicach kursowych netto dotyczących działalności operacyjnej.

## 6. Informacje pozostałe dotyczące Grupy Kapitałowej PGNiG

### 6.1 Organy zarządcze, nadzorujące i ich komitety w PGNiG

#### 6.1.1 Zarząd

Skład Zarządu na dzień 1 stycznia 2022 r.:

- Paweł Majewski - Prezes Zarządu,
- Robert Perkowski - Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych
- Arkadiusz Sekściński - Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju
- Przemysław Waclawski - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
- Artur Cieślik - Wiceprezes Zarządu ds. Strategii i Regulacji
- Magdalena Zegarska - Wiceprezes Zarządu.

W dniu 25 marca 2022 r. pan Paweł Majewski złożył rezygnację z pełnienia funkcji Prezesa Zarządu PGNiG z dniem 8 kwietnia 2022 r. W dniu 7 kwietnia 2022 r. Rada Nadzorcza powołała z dniem 9 kwietnia 2022 r. panią Iwonę Waksmundzką-Olejniczak na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG, na okres trwania VI kadencji Zarządu Spółki, kończącej się 10 stycznia 2023 r.

Skład Zarządu na dzień 30 czerwca 2022 r.:

- Iwona Waksmundzka-Olejniczak - Prezes Zarządu,
- Robert Perkowski - Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych
- Arkadiusz Sekściński - Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju
- Przemysław Waclawski - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
- Artur Cieślik - Wiceprezes Zarządu ds. Strategii i Regulacji
- Magdalena Zegarska - Wiceprezes Zarządu.

#### 6.1.2 Rada Nadzorcza

Skład Rady Nadzorczej PGNiG w okresie od 1 stycznia do 30 czerwca 2022 r.

- Bartłomiej Nowak - Przewodniczący Rady Nadzorczej;
- Cezary Falkiewicz - Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej;
- Tomasz Gabzdyl - Sekretarz Rady Nadzorczej;
- Roman Gabrowski - Członek Rady Nadzorczej;
- Mariusz Gierczak - Członek Rady Nadzorczej;
- Mieczysław Kawecki - Członek Rady Nadzorczej;
- Piotr Sprzączak - Członek Rady Nadzorczej;
- Grzegorz Tchorek - Członek Rady Nadzorczej.

## 6.2 Informacje o zawartych umowach przez spółki GK PGNiG

### 6.2.1 Istotne umowy dla działalności GK PGNiG

Do istotnych umów dla działalności GK PGNiG zawartych w I półroczu 2022 r. należą:

- Umowa kredytu z dnia 5 stycznia 2022 r. bankiem Societe Generale SA Oddział w Polsce do kwoty 750 mln zł na okres 9 miesięcy
- Umowy kredytu z dnia 23 lutego 2022 r. z konsorcjum banków Bank of China Limited działającego poprzez Bank of China Limited Luxembourg Branch i Bank of China (Europe) S.A. działającego poprzez Bank of China (Europe) S.A. Oddział w Polsce na kwotę 1,2 mld zł oraz z bankami: Deutsche Bank Polska S.A. na kwotę 400 mln zł i Credit Agricole Bank Polska S.A. na kwotę 200 mln zł na okres 9 miesięcy
- Umowa z Rządową Agencją Rezerw Strategicznych dotycząca wykonywania zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na okres od 18 marca 2022 r. do 30 września 2022 roku z możliwością przedłużenia do 30 września 2023 r.
- Umowa kredytu z dnia 30 czerwca 2022 r. z podmiotami grupy finansowej Sumitomo Mitsui Banking Corporation kredytu do kwoty 170 milionów euro na okres 9 miesięcy
- Aneksy z 5 spółkami z Grupy Azoty, tj. Grupa Azoty S.A. z siedzibą w Tarnowie, Grupa Azoty Zakłady Azotowe "Puławy" S.A., Grupa Azoty Zakłady Chemiczne "Police" S.A., Grupa Azoty Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A. oraz Grupa Azoty

Kopalnie i Zakłady Chemiczne Siarki "Siarkopol" S.A. do Umowy ramowej sprzedaży paliwa gazowego z dnia 13 kwietnia 2016 roku („Kontrakty Indywidualne”), w wyniku których PGNiG pozostanie strategicznym dostawcą paliwa gazowego do wyżej wymienionych spółek z Grupy Azoty do 30 września 2023 roku. Całkowita wartość ww. aneksów w odniesieniu do okresu przedłużenia Kontraktów Indywidualnych szacowana jest na kwotę 13,4 mld zł.

## 6.2 Istotne transakcje zawarte z podmiotami powiązanymi

W I połowie 2022 r. PGNiG oraz spółki od niej zależne nie zawierały istotnych transakcji z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż rynkowe oraz nie udzielały istotnych poręczeń kredytu lub pożyczki lub gwarancji swoim jednostkom zależnym. Szczegółowe informacje na temat transakcji z podmiotami powiązanymi zostały przedstawione w [nocie 4.8 Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG za I półrocze 2022 r.](#)

## 6.3 Postępowania sądowe

Tabela 36 Prowadzone postępowania sądowe

Strony postępowania	Przedmiot sporu	Opis sprawy
<p>Postępowania w związku z obowiązkiem publicznej sprzedaży gazu ziemnego</p> <p>Strony: PGNiG, Prezes URE</p>	<p>brak realizacji obliiga giełdowego w 2013 i 2014 r.</p>	<p>W dniu 25 maja 2016 r. Prezes URE podjął z urzędu postępowanie w sprawie wymierzenia PGNiG kary pieniężnej w związku z niewykonaniem obliiga giełdowego w 2013 r. W dniu 17 czerwca 2016 r. Spółka złożyła (na podstawie art. 56 ust. 6a ustawy Prawo energetyczne) wniosek o odstąpienie od wymierzenia kary. Do dnia Sprawozdania Prezes URE nie zakończył postępowania.</p> <p>W dniu 10 października 2018 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów uwzględnił odwołanie PGNiG i zmniejszył administracyjną karę pieniężną za brak realizacji obliiga giełdowego w 2014 r. z 15 mln zł na 5 mln zł, a także zniósł koszty pierwszej instancji pomiędzy stronami. W dniu 12 listopada 2020 r. Sąd Apelacyjny w Warszawie oddalił apelację Spółki. Wyrok jest prawomocny. Spółka złożyła w tej sprawie zarówno skargę kasacyjną, jak i skargę konstytucyjną.</p>
<p>Postępowanie antymonopolowe rozpoczęte w dniu 28 grudnia 2010 r.</p> <p>Strony: PGNiG, Prezes UOKiK</p>	<p>nadużywanie pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego, polegające na ograniczaniu zbytu ze szkodą dla kontrahentów lub konsumentów oraz przeciwdziałaniu ukształtowania się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji poprzez odmowę sprzedaży paliwa gazowego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać dalszej odsprzedaży gazu ziemnego</p>	<p>Wyrokiem z dnia 8 czerwca 2017 r. Sąd Apelacyjny w Warszawie uchylił wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 12 maja 2014 r. oraz przekazał sprawę do ponownego rozpoznania temu sądowi. W dniu 10 października 2019 r. SOKiK rozpoznając sprawę ponownie podtrzymał decyzję Prezesa UOKiK i ponownie nałożył na Spółkę karę zmieniając jej wysokość do 5 mln 508 tys. zł. Spółka złożyła w tej sprawie apelację do Sądu Apelacyjnego, która została oddalona. Spółka złożyła w tej sprawie skargę kasacyjną.</p>

Postępowanie w sprawie derogacji NS2 AG

odstępstwo od stosowania przepisów Dyrektywy Gazowej w stosunku do Nord Stream 2 AG

W dniu 10 stycznia 2020 r. spółka Nord Stream 2 AG złożyła wniosek do niemieckiego regulatora BNetzA o derogację (odstępstwo od stosowania) przepisów Dyrektywy gazowej (2009/73/WE), znowelizowanej w 2019 r. Niemiecka spółka powołała się na art. 49a Dyrektywy pomimo niespełnienia jednej z przesłanek przewidzianych prawem dotyczących konieczności ukończenia gazociągu w dniu 23 maja 2019 r. (dzień wejścia w życie nowelizacji). PGNiG SA oraz PST w dniu 19 lutego 2020 r. złożyły wniosek o przyłączenie ich do tego postępowania. W dniu 18 marca 2020 r. niemiecki regulator podjął decyzję o przyłączeniu do postępowania obu w/w Spółek. W dniu 15 maja 2020 r. niemiecki regulator wydał decyzję odmawiającą derogacji spółce Nord Stream 2 AG. Zgodnie ze stanowiskiem prezentowanym przez PGNiG S.A. i PST BNetzA uznała, że gazociąg nie był ukończony w dniu 23 maja 2019 r. W dniu 15 czerwca 2020 r. Nord Stream 2 AG odwołała się od decyzji BNetzA do Wyższego Sądu Krajowego w Düsseldorfie. W dniu 30 lipca 2020 r. PGNiG S.A. i PST złożyły pismo o przystąpieniu w charakterze czynnych uczestników, a w dniu 14 stycznia 2021 r. złożyły pismo procesowe ze stanowiskiem w sprawie. W dniu 25 marca 2021 r. Nord Stream 2 AG złożyła replikę, w dniu 14 czerwca 2021 r. PGNiG S.A. i PST złożyły odpowiedź na to pismo procesowe. W dniu 30 czerwca 2021 r. miała miejsca rozprawa przed Wyższym Sądem Krajowym w Düsseldorfie, który na mocy wyroku z dnia 25 sierpnia 2021 r. oddalił odwołanie Nord Stream 2 AG. Spółka Nord Stream 2 AG. wniosła w dniu 21 września 2021 r. skargę kasacyjną do niemieckiego Federalnego Sądu Najwyższego. W dniu 8 marca 2022 r. PGNiG S.A. i PST wniosły odpowiedź na tę skargę. Posiedzenie Federalnego Trybunału Sprawiedliwości zaplanowane jest na listopad 2022 r.

Strony:  
PGNiG, PST, NS2 AG,  
BNetzA, Wyższy Sąd  
Krajowy w  
Düsseldorfie, Federalny  
Trybunał  
Sprawiedliwości

Postępowanie w sprawie certyfikacji NS2 AG

certyfikacja spółki Nord Stream 2 AG jako niezależnego operatora przesyłowego

W dniu 11 czerwca 2021 r. spółka Nord Stream 2 AG złożyła wniosek do niemieckiego regulatora BNetzA o certyfikację spółki jako niezależnego operatora przesyłowego (ang. Independent Transmission Operator - ITO) gazociągu Nord Stream 2. W dniu 8 września 2021 r. wniosek został uzupełniony, co skutkowało formalnym wszczęciem postępowania. W dniu 30 lipca 2021 r. PGNiG S.A. i PST złożyły wniosek o przyłączenie do postępowania certyfikacyjnego. W dniu 21 września 2021 r. BNetzA podjęła pozytywną decyzję w sprawie przyłączenia obu spółek do postępowania certyfikacyjnego. W dniu 20 października 2021 r. obie spółki przedstawiły stanowisko w zakresie negatywnego wpływu gazociągu Nord Stream 2 na bezpieczeństwo dostaw, w tym w szczególności certyfikacji spółki Nord Stream 2 AG w modelu ITO. W dniu 16 listopada 2021 r. BNetzA poinformowała o zawieszeniu postępowania certyfikacyjnego. Przyczyną zawieszenia był fakt, że szwajcarska spółka Nord Stream 2 AG na obecnym etapie postępowania nie spełnia przesłanek certyfikacji jako niezależnego operatora. W dniu 24 listopada 2021 r. PGNiG S.A. i PST złożyły swoje stanowisko w sprawie, przedstawiając szereg argumentów formalnych i materialnych dotyczących niespełniania przez Nord Stream 2 AG i spółki od niej zależnej przesłanek koniecznych do certyfikacji w modelu ITO. Do końca 2021 r. postępowanie nie zostało wznowione. W dniu 22 lutego 2022 r. Federalne Ministerstwo Gospodarki i Ochrony Klimatu poinformowało o wycofaniu opinii, w której stwierdzono brak negatywnego wpływu gazociągu Nord Stream 2 AG na bezpieczeństwo dostaw. Pozytywna opinia Ministerstwa jest warunkiem koniecznym do certyfikacji wnioskodawcy w modelu ITO.

Strony:  
PGNiG, PST, NS2 AG,  
BNetzA, niemieckie  
Federalne Ministerstwo  
Gospodarki i Ochrony  
Klimatu



Postępowanie w  
sprawie gazociągu  
OPAL

Strony:

PGNiG, PST, Opal  
Gastransport, OAO  
Gazprom, OOO  
Gazprom Export,  
BNetzA, Wyższy Sąd  
Krajowy w  
Düsseldorfie, Sąd Unii  
Europejskiej, Trybunał  
Sprawiedliwości UE

niedopuszczalności skargi; wydanie  
zarządzenia tymczasowego  
(zastosowanie środka tymczasowego

Skarga oraz wnioski o zastosowanie środka tymczasowego do Sądu Unii Europejskiej skierowane zostały przeciwko decyzji Komisji Europejskiej z dnia 28 października 2016 r., w drodze której Komisja zezwoliła na dokonanie zmian w zasadach zwolnienia gazociągu OPAL spod regulacji wspólnego rynku gazu (zwl. zasady dostępu stron trzecich - TPA), zgodnie z treścią krajowego aktu stosowania prawa przedstawionego przez niemieckiego regulatora – Federalną Agencję Sieciową (Bundesnetzagentur), z zastrzeżeniem modyfikacji wskazanych w decyzji Komisji.

Skarga oraz wnioski o zastosowanie środka tymczasowego do Sądu Unii Europejskiej skierowane zostały przeciwko decyzji Komisji Europejskiej z dnia 28 października 2016 r., w drodze której Komisja zezwoliła na dokonanie zmian w zasadach zwolnienia gazociągu OPAL spod regulacji wspólnego rynku gazu (zwl. zasady dostępu stron trzecich - TPA), zgodnie z treścią krajowego aktu stosowania prawa przedstawionego przez niemieckiego regulatora – Federalną Agencję Sieciową (Bundesnetzagentur), z zastrzeżeniem modyfikacji wskazanych w decyzji Komisji.

W dniu 4 grudnia 2019 r. Trybunał Sprawiedliwości UE odrzucił odwołania wniesione przez PST i PGNiG podtrzymując rozstrzygnięcie Sądu UE i referując wyłącznie do kwestii formalnych, a nie analizy merytorycznej sprawy. W dniu 4 grudnia 2019 r. Trybunał Sprawiedliwości UE oddalił również odwołanie Rzeczypospolitej w sprawie dotyczącej PST wskazując, że niniejsze rozstrzygnięcie Sądu UE nie miało wpływu na odrębnie prowadzoną sprawę ze skargi Rzeczypospolitej Polskiej o sygnaturze T-883/16.

W dniu 9 stycznia 2019 r. Federalna Agencja Sieciowa (Bundesnetzagentur) wznowiła postępowanie dotyczące poprzedniej decyzji o warunkach wyłączenia regulacyjnego gazociągu OPAL z 2009 r., jednocześnie zawieszając to postępowanie. PGNiG oraz PST w dniu 28 stycznia 2019 r. wystąpiły z wnioskiem o dołączenie do niniejszego postępowania. W odpowiedzi z dnia 25 lutego 2019 r., niemiecki organ regulacyjny poinformował, że wniosek zostanie rozpatrzony po rozstrzygnięciu trwających postępowań sądowych. W dniu 13 września 2019 r. Federalna Agencja Sieciowa (Bundesnetzagentur) zobowiązała operatora systemu przesyłowego Opal Gastransport GmbH do zredukowania przepływów gazociągiem Opal, reagując w ten sposób na wyrok Sądu UE z dnia 10 września 2019 r. w sprawie ze skargi Rzeczypospolitej Polskiej o sygnaturze T-883/16 stwierdzający nieważność decyzji Komisji Europejskiej z dnia 28 października 2016 r. dotyczącej zasad korzystania z gazociągu Opal. Odwołanie od wyroku Sądu UE złożyła Republika Federalna Niemiec. W dniu 18 marca 2021 r. Rzecznik Generalny TSUE wydał opinię w sprawie zasadności utrzymania w mocy wyroku Sądu UE. W dniu 15 lipca 2021 r. Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej oddalił odwołanie RFN i uznał, że Komisja Europejska naruszyła zasadę solidarności energetycznej wydając decyzję w sprawie gazociągu OPAL. Wyrok jest ostateczny. Równolegle PGNiG oraz PST wystąpiły do Wyższego Sądu Krajowego w Düsseldorfie (Oberlandesgericht Duesseldorf) ze skargą przeciwko ugodzie administracyjnej zawartej pomiędzy niemieckim regulatorem, OPAL Gastransport GmbH & Co. KG, OAO Gazprom, OOO Gazprom Export, określającej zmienione warunki zwolnienia gazociągu OPAL spod regulacji wspólnego rynku gazu (zwl. zasady TPA). W dniu 29 czerwca 2022 r. na rozprawie przed Wyższym Sądem Krajowym w Düsseldorfie Federalna Agencja ds. Sieci uznała nieważność ugody administracyjnej i brak możliwości jej stosowania. Sąd zakończył postępowanie w sprawie, zaś orzeczenie w sprawie rozliczenia kosztów postępowania odroczył do 10 sierpnia 2022 r.

## 6.5 Szczegółowy opis organizacji GK PGNiG oraz zmian w strukturze w I półroczu 2022 r.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2022 r. GK PGNiG składała się z 41 podmiotów gospodarczych, w tym:

- PGNiG jako podmiot dominujący,
- 38 spółek zależnych o profilu produkcyjnym, handlowym i usługowym oraz 2 towarzystwa ubezpieczeń wzajemnych, w tym:
  - 21 podmiotów bezpośrednio zależnych od PGNiG,
  - 19 podmiotów pośrednio zależnych od PGNiG.

### 6.5.1 Szczegółowa struktura organizacji GK PGNiG

Tabela 33 Wykaz spółek zależnych GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2022 r.

Lp.	Nazwa spółki	Kapitał zakładowy [w zł o ile nie podano inaczej]	Udział kapitałowy PGNiG [w zł o ile nie podano inaczej]	% kapitału PGNiG (bezpośrednio)	% kapitału GK PGNiG (bezpośrednio i pośrednio)
<i>Spółki zależne - I stopnia</i>					
1	PGNiG GAZOPROJEKT S.A.	5 326 300	5 068 800	95,17%	95,17%
2	EXALO Drilling S.A.	981 500 000	981 500 000	100%	100%
3	GEOFIZYKA Toruń S.A.	75 240 000	75 240 000	100%	100%
4	Gas Storage Poland Sp. z o.o.	15 290 000	15 290 000	100%	100%
5	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	625 307 815	625 307 815	100%	100%
6	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000	9 995 000	100%	100%
7	PGNiG Technologie S.A.	272 727 240	272 727 240	100%	100%
8	PGNiG TERMIKA SA	1 740 324 950	1 740 324 950	100%	100%
9	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	10 488 917 050	10 488 917 050	100%	100%
10	PGNiG Supply & Trading GmbH	10 000 000 EUR	10 000 000 EUR	100%	100%
11	PGNiG Upstream Norway AS	1 115 000 000 NOK	1 115 000 000 NOK	100%	100%
12	PGNiG Upstream North Africa B.V.	20 000 EUR	20 000 EUR	100%	100%
13	GAS - TRADING S.A.	2 975 000	1 291 350	43,41%	79,58% <sup>2)</sup>
14	PGNiG Ventures Sp. z o.o.	26 190 000	26 190 000	100%	100%
15	PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.	51 381 000	51 381 000	100%	100%
16	PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.	2 000 000	2 000 000	100%	100%
17	Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych	40 000 000	40 000 000	100%	100%
18	LLC "Karpatgazvydobuvannya"	160 363 000 UAH	136 308 550 UAH	85%	85%
19	PGNiG SPV 8 Sp. z o.o.	1 500 000	1 500 000	100%	100%
20	PGNiG SPV 9 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100%	100%
21	PGNiG SPV 10 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100%	100%
<i>Spółki zależne - II stopnia</i>					
22	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.	370 836 300	370 836 300	-	100% <sup>8)</sup>
23	GAZ Sp. z o.o.	300 000	300 000	-	100% <sup>3)</sup>
24	PSG Inwestycje Sp. z o.o.	81 131 000	81 131 000	-	100% <sup>3)</sup>
25	Oil Tech International F.Z.E.	20 000 USD	20 000 USD	-	100% <sup>4)</sup>
26	EXALO DRILLING UKRAINE LLC	20 000 EUR	20 000 EUR	-	100% <sup>4)</sup>
27	PST Europe Sales GmbH in liquidation	1 000 000 EUR	1 000 000 EUR	-	100% <sup>5)</sup>
28	Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	2 831 150	2 616 550	-	92,42% <sup>6)</sup>
29	Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o.	6 670 627	5 257 524	-	78,82% <sup>7)</sup>
30	Polskie Centrum Brokerskie Sp. z o.o.	100 000	100 000	-	100% <sup>1)</sup>
31	PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o.	13 550 000	13 550 000	-	100% <sup>8)</sup>
32	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysł sp. z o.o.	6 000 000	6 000 000	-	100% <sup>8)</sup>
33	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	1 806 500	1 806 500	-	100% <sup>4)</sup>
34	Exalo Diament Sp. z o.o.	5 000	5 000	-	100% <sup>4)</sup>
35	Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych na Życie	25 000 000	25 000 000	-	100% <sup>11)</sup>
36	PST LNG TRADING LIMITED	5 000 GBP	5 000 GBP	-	100% <sup>5)</sup>
37	PST LNG SHIPPING LIMITED	5 000 GBP	5 000 GBP	-	100% <sup>5)</sup>
38	PGNiG Supply&Trading Polska Sp. z o.o.	50 000	50 000	-	100% <sup>12)</sup>
<i>Spółki zależne - III stopnia</i>					
39	XOOL GmbH in liquidation	500 000 EUR	500 000 EUR	-	100% <sup>9)</sup>
40	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa - Technika Sp. z o.o.	200 000	200 000	-	100% <sup>10)</sup>

1) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Serwis sp. z o.o.

2) Udział bezpośredni PGNiG S.A. w spółce wynosi 43,41%, udział pośredni poprzez spółkę PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. wynosi 36,17%.

3) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

4) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę Exalo Drilling S.A.

5) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Supply & Trading GmbH.

6) Udział pośredni PGNiG S.A. poprzez spółkę Gas Storage Poland Sp. z o.o.

7) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę GAS TRADING S.A.

8) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A.

9) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Supply & Trading GmbH oraz przez spółkę PST Europe Sales GmbH in liquidation

10) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A. oraz przez spółkę PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.

11) Udział pośredni PGNiG S.A. przez Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych

12) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Supply & Trading GmbH (99%) oraz PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. (1%)

## 6.5.2 Pozostałe powiązania organizacyjne i kapitałowe

Tabela 38 Wykaz spółek współzależnych i stowarzyszonych GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2022 r.

Lp.	Nazwa spółki	Kapitał zakładowy [w zł o ile nie podano inaczej]	Udział kapitałowy PGNiG [w zł o ile nie podano inaczej]	% kapitału PGNiG (bezpośrednio)	% kapitału GK PGNiG (bezpośrednio i pośrednio)
<i>Spółki współzależne i stowarzyszone - I stopnia</i>					
1	SGT EUROPOL GAZ S.A.	80 000 000	38 400 000	48,00%	51,18% <sup>1)</sup>
2	SOLGEN Sp. z o.o.	62 500	37 500	60,00%	60,00%
3	PFK GASKON S.A.	13 061 325	6 000 000	45,94%	45,94%
4	ZWUG "INTERGAZ" Sp. z o.o.	4 700 000	1 800 000	38,30%	38,30%
5	"Dewon" PSA	11 146 800 UAH	4 055 205,84 UAH	36,38%	36,38%
<i>Spółki współzależne i stowarzyszone - II stopnia</i>					
6	Zakład Separacji Popiołów Siekierki Sp. z o.o.	10 000 000	7 000 000	-	70% <sup>2)</sup>
7	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	28 200 000	14 100 000	-	50% <sup>2)</sup>
8	Polska Grupa Górnicza S.A.	3 916 718 300	800 000 000	-	20,43% <sup>2)</sup>
9	Polimex-Mostostal S.A.	477 237 604	78 695 548	-	16,49% <sup>3)</sup>
10	Reliability Solutions sp. z o.o.	195 500	12 000	-	6,14% <sup>6)</sup>
11	ICsec SA	163 105	21 229	-	13,02% <sup>6)</sup>
12	Enelion Sp. z o.o.	13 200	2 250	-	17,05% <sup>6)</sup>
13	PGES Polska Grupa Energetyki Słonecznej Sp. z o.o. w likwidacji	60 000	9 000	-	15,00% <sup>8)</sup>
<i>Spółki współzależne i stowarzyszone - III i IV stopnia</i>					
14	SYNERCOM USŁUGI WSPÓLNE sp. z o.o.	10 835 000	2 213 591	-	20,43% <sup>4)</sup>
15	Gardia Broker Sp. z o.o.	55 000	11 236,5	-	20,43% <sup>5)</sup>
16	ICaudit Sp. z o.o.	22 500	2 928,50	-	13,02% <sup>7)</sup>
17	ICcert Sp. z o.o.	35 000	4 555,44	-	13,02% <sup>7)</sup>
18	ICdiode Sp. z o.o.	22 500	2 928,50	-	13,02% <sup>7)</sup>

1) Udział bezpośredni PGNiG S.A. w spółce wynosi 48,00%, udział pośredni poprzez spółkę GAS-TRADING SA wynosi 3,18%.

2) Udział pośredni PGNiG SA przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A.

3) Udział pośredni PGNiG SA przez spółkę PGNiG Technologie SA.

4) Udział pośredni PGNiG SA przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A. oraz Polska Grupa Górnicza S.A.

5) Udział pośredni PGNiG SA przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A. oraz Polska Grupa Górnicza S.A. oraz SYNERCOM USŁUGI WSPÓLNE Sp. z o.o. (wcześniej Śląskie Centrum Usług Wspólnych Sp. z o.o.)

6) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Ventures Sp. z o.o.

7) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Ventures Sp. z o.o. oraz ICsec SA

8) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę SOLGEN Sp. z o.o.

## Inwestycje poza grupą jednostek powiązanych

W I półroczu 2022 r. GK PGNiG nie dokonywała istotnych inwestycji kapitałowych poza grupą jednostek powiązanych. Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego PGNiG poza grupą jednostek powiązanych na koniec czerwca 2022 r. wyniosła 85,7 mln zł. Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego GK PGNiG (PGNiG oraz spółek GK PGNiG) poza grupą jednostek powiązanych na koniec czerwca 2022 r. wyniosła 114,2 mln zł.

## 6.5.3 Zmiany w strukturze GK PGNiG w I pół. 2022 r.

Tabela 39 Zmiany w strukturze udziałowej GK PGNiG w I połowie 2022 r.

Rodzaj zmiany/transakcji	Data	Udział w liczbie głosów po zmianie
<b>Podwyższenie kapitału zakładowego spółki</b>		
PGNiG Ventures Sp. z o.o.	10.03.2022	100,00%
PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.	10.05.2022	100,00%
LLC „Karpategazvydobuvannya”	18.02.2022	85,00%
Polska Grupa Górnicza S.A.	29.06.2022	20,43%
Polimex Mostostal S.A. (oraz nabycie akcji przez PGNiG Technologie )	07.06.2022	16,49%
ICsec S.A.	22.04.2022	13,02%
Przez PGNiG Ventures Sp. z o.o. i ICsec S.A. w spółce ICaudit Sp. z o.o.	22.04.2022	13,02%
Przez PGNiG Ventures Sp. z o.o. i ICsec S.A. w spółce ICcert Sp. z o.o.	22.04.2022	13,02%
Przez PGNiG Ventures Sp. z o.o. i ICsec S.A. w spółce ICdiode Sp. z o.o.	22.04.2022	13,02%
<b>Powołanie spółki</b>		
PST LNG TRADING LIMITED (przez PGNiG Supply & Trading GmbH)	01.04.2022	100,00%
PST LNG SHIPPING LIMITED (przez PGNiG Supply & Trading GmbH)	01.04.2022	100,00%
PGNiG Supply&Trading Polska Sp. z o.o. (przez PGNiG Supply & Trading GmbH oraz PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.)	30.03.2022	100,00%
<b>Objęcie udziałów lub akcji / przystąpienie do spółki</b>		
SOLGEN Sp. z o.o.	21.04.2022	60,00%
Reliability Solutions Sp. z o.o.	25.05.2022	6,14%
Przez SOLGEN Sp. z o.o. w spółce PGES Polska Grupa Energetyki Słonecznej Sp. z o.o. w likwidacji	21.04.2022	15,00%
<b>Pozostałe zmiany</b>		
postawienie w stan likwidacji spółki PST Europe Sales GmbH	01.01.2022	100,00%
postawienie w stan likwidacji spółki XOOOL GmbH	01.01.2022	100,00%
sprzedaż akcji spółki Geovita S.A.	04.03.2022	0,00%
nabycie dodatkowych udziałów przez Gas Storage Poland Sp. z o.o. w spółce Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	01-02.02.2022	92,09%
nabycie dodatkowych udziałów przez Gas Storage Poland Sp. z o.o. w spółce Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	28.03.2022	92,42%

## 6.7 Akcje własne PGNiG oraz akcje i udziały w jednostkach GK PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Tabela 40 Akcje PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących na dzień 30 czerwca 2022 r.

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2021 r.	Wartość nominalna akcji w zł	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 30.06.2022 r.	Wartość nominalna akcji w zł
Mieczysław Kawecki	Członek Rady Nadzorczej	9 500	9 500	9 500	9 500

Na dzień sporządzenia sprawozdania pozostałe osoby zarządzające i nadzorujące oświadczyły, że nie posiadają akcji PGNiG. Spółka nie posiada informacji o umowach, w wyniku których w przyszłości mogą nastąpić istotne zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy. W 2022 r. PGNiG nie nabyło akcji własnych.

## 6.8 Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego

### lipiec 2022

- 07.07. – Przedłużenie obowiązywania Kontraktów Indywidualnych z Grupą Azoty do 30 września 2023 r.
- 28.07. – Zawarcie umowy kredytu z wykorzystaniem gwarancji Skarbu Państwa z bankiem Polska Kasa Opieki S.A. do kwoty 4,8 mld zł na okres 24 miesięcy.
- 29.07. – Uzgodnienie planu połączenia pomiędzy PGNiG S.A. a PKN ORLEN S.A. oraz ustalenie parytetu wymiany akcji w związku z tym połączeniem w stosunku 0,0925 akcji PKN ORLEN : 1 akcja PGNiG.

### sierpień 2022

- 02.08. – Aktualizacja informacji w sprawie rekompensat dla PGNiG Obrót Detaliczny z Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny
- 03.08. – Zawarcie warunkowej umowy sprzedaży akcji Polskiej Grupy Górniczej S.A.
- 16.08. – Zawarcie umowy kredytu z wykorzystaniem gwarancji Skarbu Państwa z Bankiem Gospodarstwa Krajowego do kwoty 4,8 mld zł na okres 24 miesięcy.

## Definicje

Skrót	Objaśnienie
<b>Nazwy własne spółek i oddziałów</b>	
PGNiG, Spółka, Emitent	PGNiG SA jako podmiot dominujący grupy kapitałowej
GK PGNiG, Grupa PGNiG	Grupa Kapitałowa PGNiG, w skład której wchodzi PGNiG SA jako podmiot dominujący oraz spółki zależne
CLPB	Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze PGNiG
ECSW	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.
EXALO	EXALO Drilling S.A.
Gazoprojekt	PGNiG GAZOPROJEKT S.A.
Geofizyka Kraków	GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o. w likwidacji
Geofizyka Toruń	GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.
GEOVITA	GEOVITA S.A.
GSP	Gas Storage Poland Sp. z o.o.
OGiE	Oddział Geologii i Eksploatacji, oddział PGNiG
OOH	Oddział Obrotu Hurtowego, oddział PGNiG
PGG	Polska Grupa Górnicza S.A.
PGNiG OD	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.
PGNiG Serwis	PGNiG Serwis Sp z o.o.
PGNiG Technologie	PGNiG Technologie Sp. z o.o.
PGNiG Termika	PGNiG TERMIKA S.A.
PGNiG Termika EP	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.
PGNiG UN	PGNiG Upstream Norway AS
PGNiG UNA	PGNiG UPSTREAM NORTH AFRICA B.V.
PGNiG Ventures	PGNiG Ventures Sp z o.o.
Polski Gaz TUW	Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń wzajemnych
PSG	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
PST	PGNiG Supply & Trading GmbH
<b>Nazwy instytucji, podmiotów rynku kapitałowego i rynków energii</b>	
EIA	ang. Energy Information Administration – Administracja Informacji Energetycznej w USA
EEX	ang. European Energy Exchange AG – Europejska Giełda Energii w Niemczech
Henry Hub	Hub / obszar cenowy w Stanach Zjednoczonych
GASPOOL	ang. GASPOOL Balancing Services GmbH – hub / obszar cenowy w Niemczech
GAZ-SYSTEM	Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.
GPW	Giełda Papierów Wartościowych S.A. w Warszawie
ICE	ang. Intercontinental Exchange - giełda specjalizująca się w handlu energią i surowcami
KRS	Krajowy Rejestr Sądowy
NCG	ang. NetConnect Germany GmbH & Co. KG – hub / obszar cenowy w Niemczech
NBP	ang. National Balancing Point – hub / obszar cenowy w Wielkiej Brytanii
OPEC	ang. Organization of the Petroleum Exporting Countries - Organizacja Krajów Eksportujących Ropę Naftową
Terminal LNG	terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu
THE	ang. Trading Hub Europe – hub / obszar cenowy w Niemczech
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A.
TTF	ang. Title Transfer Facility – hub / obszar cenowy w Holandii
URE	Urząd Regulacji Energetyki
<b>Stosowane jednostki</b>	
bbl	1 baryłka ropy naftowej
boe	ekwiwalent baryłki ropy naftowej

LNG	ang. <i>liquefied natural gas</i> – skroplony gaz ziemny
Nm <sup>3</sup>	normalny metr sześcienny gazu
MWt	1 megawat energii ciepłej
MWe	1 megawat energii elektrycznej
NGL	ang. <i>natural gas liquids</i> – gaz składający się z cięższych niż metan molekuł: etanu, propanu, butanu, izobutanu itp.
PJ	1 petadžul
TWh	1 terawatogodzina
<b>Wskaźniki ekonomiczne i finansowe</b>	
EBIT	zysk operacyjny (ang. <i>earnings before deducting interest and taxes</i> )
EBITDA	zysk operacyjny przed potrąceniem odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych, podatków, amortyzacji (ang. <i>earnings before interest, taxes, depreciation and amortization</i> )
EBITDA skorygowana	EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości majątku trwałego
EV	wartość przedsiębiorstwa (ang. <i>enterprise value</i> )
P/BV	wskaźnik cena rynkowa/wartość księgowa (ang. <i>price/book value</i> )
P/E	wskaźnik Cena/Zysk (ang. <i>price to earnings</i> )
ROA	wskaźnik rentowności aktywów
ROE	wskaźnik rentowności kapitału własnego
Rentowność sprzedaży netto	zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży
<b>Pozostałe</b>	
C	ciepłownia
EC	elektrociepłownia
GIM	Grupa Instalacji Magazynowych
KGZ	kopalnia gazu ziemnego
KPMG	kawernowy podziemny magazyn gazu
KRNiGZ	Kopalnia ropy i gazu ziemnego
MTTS	technologia multiplikująca, zwiększająca wolumen i prędkość bunkrowania (ang. <i>Multiple Truck-to-Ship</i> )
NWZ	Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie
NZW	Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników
PMG	podziemny magazyn gazu
WZ	Walne Zgromadzenie
ZW	Zgromadzenie Wspólników
<b>Stosowane waluty</b>	
zł, PLN	kwoty wyrażone polskich złotych
euro, EUR	kwoty wyrażone euro
dolar, USD	kwoty wyrażone dolarach amerykańskich
NOK	kwoty wyrażone w koronie norweskiej
SEK	kwoty wyrażone w koronie szwedzkiej
UAH	kwoty wyrażone w hrywnie ukraińskiej

### Przeliczniki

Przeliczniki	1 mld m <sup>3</sup> gazu ziemnego	1 mln t ropy naftowej	1 mln t LNG	1 PJ	1 mln boe	1 TWh
1 mld m <sup>3</sup> gazu ziemnego	1	0,90	0,73	38	6,45	10,972
1 mln t ropy naftowej	1,113	1	0,81	42,7	7,5 - 7,8*	11,65
1 mln t LNG	1,38	1,23	1	55	8,68	14,34
1 PJ	0,026	0,23	0,019	1	0,17	0,28
1 mln boe	0,16	0,128 - 0,133*	0,12	6,04	1	1,70
1 TWh	0,091	0,086	0,07	3,6	0,59	1

\* Stosowany przelicznik różny dla ropy naftowej wydobywanej w Polsce i Norwegii.

### Spis Tabel

Tabela 1 Wybrane dane finansowe GK PGNiG w I półroczu 2022 r., I półroczu 2021 r. oraz na koniec 2021 r. ....	2
Tabela 2 Wybrane dane finansowe PGNiG w I półroczu 2022 r., I półroczu 2021 r. oraz na koniec 2021 r. ....	2
Tabela 3 Średnie kursy wymiany walut .....	2
Tabela 4 Struktura akcjonariatu na 30 czerwca 2022 r. ....	7
Tabela 5 Dywidenda z zysku netto za lata 2016-2021 .....	8
Tabela 6 Wolumen wydobycia gazu ziemnego GK PGNiG w podziale na kraje w segmencie PiW .....	16
Tabela 7 Wolumen sprzedaży gazu ziemnego z segmentu poza GK PGNiG w podziale na kraje w segmencie PiW .....	16
Tabela 8 Wolumeny wydobycia ropy naftowej* w GK PGNiG (wraz z frakcjami) w segmencie PiW .....	16
Tabela 9 Wolumeny sprzedaży ropy naftowej* w GK PGNiG (wraz z frakcjami) w segmencie PiW .....	16
Tabela 10 Wolumeny wydobycia wybranych produktów w segmencie PiW .....	16
Tabela 11 Wolumeny sprzedaży wybranych produktów poza GK PGNiG w segmencie PiW .....	16
Tabela 12 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego poza Polską poza GK PGNiG w segmencie OiM .....	23
Tabela 13 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego poza Polską poza GK PGNiG w segmencie OiM .....	23
Tabela 14 Struktura odbiorców gazu ziemnego w Polsce poza GK PGNiG w segmencie OiM .....	23
Tabela 15 Struktura odbiorców gazu ziemnego poza Polską poza GK PGNiG w segmencie OiM .....	23
Tabela 16 Struktura odbiorców energii elektrycznej PGNiG w segmencie OiM .....	24
Tabela 17 Wolumen dystrybucji gazów .....	31
Tabela 18 Długość sieci dystrybucyjnych .....	31
Tabela 19 Wolumeny sprzedaży regulowanej ciepła z produkcji poza GK PGNiG w segmencie Wytwarzanie .....	34
Tabela 20 Wolumeny sprzedaży energii elektrycznej z produkcji łącznie w segmencie Wytwarzanie .....	34
Tabela 21 Moce osiągalne wg koncesji, zakładu produkcyjnego i oddziału .....	34
Tabela 22 Wybrane dane finansowe GK PGNiG w I półroczu 2022 r., I półroczu 2021 r. oraz na koniec 2021 r. ....	45
Tabela 23 Przychody ze sprzedaży w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie w I pół. 2022 i I pół. 2021 oraz w latach 2020-2021 .	48
Tabela 24 Koszty operacyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie w I pół. 2022 i I pół. 2021 oraz w latach 2020-2021 .....	48
Tabela 25 Nakłady inwestycyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie w I pół. 2022 i I pół. 2021 oraz w latach 2020-2021* ....	48
Tabela 26 Przychody ze sprzedaży w segmencie Obrót i Magazynowanie w I pół. 2022 i I pół. 2021 oraz w latach 2020-2021 .....	49
Tabela 27 Koszty operacyjne w segmencie Obrót i Magazynowanie w I pół. 2022 i I pół. 2021 oraz w latach 2020-2021 .....	49
Tabela 28 Przychody ze sprzedaży w segmencie Dystrybucja w I pół. 2022 i I pół. 2021 oraz w latach 2020-2021 .....	49
Tabela 29 Koszty operacyjne w segmencie Dystrybucja w I pół. 2022 i I pół. 2021 oraz w latach 2020-2021 .....	50
Tabela 30 Przychody ze sprzedaży w segmencie Wytwarzanie w I pół. 2022 i I pół. 2021 oraz w latach 2020-2021 .....	50
Tabela 31 Koszty operacyjne w segmencie Wytwarzanie w I pół. 2022 i I pół. 2021 oraz w latach 2020-2021 .....	50
Tabela 32 Wybrane dane finansowe PGNiG w I półroczu 2022 r., I półroczu 2021 r. oraz na koniec 2021 r. ....	53
Tabela 33 Wykaz spółek zależnych GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2022 r. ....	58

### Spis Wykresów

Wykres 1 Kurs akcji PGNiG oraz indeksów WIG20 i WIG Paliwa w I pół. 2022 r. ....	8
Wykres 2 Dostawy gazu ziemnego do Polski z zagranicy w okresie 2018 – I pół. 2022 r. w mld m <sup>3</sup> .....	24
Wykres 3 Ilość gazu przesyłanego systemem dystrybucyjnym w okresie 2018 - I pół. 2022 r. w mln m <sup>3</sup> .....	32
Wykres 4 Średnie miesięczne fronth month gazu ziemnego na hubach Henry Hub i TTF w 2021 i I pół. 2022 r. ....	43
Wykres 5 Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego w Polsce i w Niemczech w 2021 r. i I pół. 2022 r. ....	43
Wykres 6 Zmiany EBITDA pomiędzy I pół. 2021 r. a I pół. 2022 r. ....	48

### Spis Rysunków

Rysunek 1 Model biznesowy GK PGNiG .....	6
Rysunek 2 Wykaz jednostek GK PGNiG podlegających konsolidacji metodą pełną .....	7
Rysunek 3 Koncesje PGNiG i odwierty w I pół. 2022 r. ....	17

## 7. Oświadczenie Zarządu PGNiG i zatwierdzenie sprawozdania

Zarząd PGNiG oświadcza, że wedle jego najlepszej wiedzy, niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A. zawiera prawdziwy obraz sytuacji Spółki i Grupy, w tym opis podstawowych zagrożeń i ryzyka.

Zarząd PGNiG SA:

Prezes Zarządu	Iwona Waksmundzka-Olejniczak	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Artur Cieślik	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Robert Perkowski	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Arkadiusz Sekściński	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Przemysław Waclawski	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Magdalena Zegarska	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>

Warszawa, dnia 17 sierpnia 2022 r.