

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Sprawozdanie Zarządu z działalności PGNiG SA i Grupy Kapitałowej PGNiG

za I półrocze zakończone 30 czerwca 2021 roku





25,0 mld zł

PRZYCHODY
ZE SPRZEDAŻY



2,4 mld zł

ZYSK NETTO



68,6 mld zł

SUMA BILANSOWA



5,2 mld zł

EBITDA



3.

NAJWIĘKSZA POLSKA
SPÓŁKA NA GPW*



24,6 tys.

LICZBA PRACOWNIKÓW



3,4 mld zł

EBIT



38,8 mld zł

KAPITALIZACJA RYNKOWA



29,5 mln zł

ŚREDNIA DZIENNA
WARTOŚĆ OBROTÓW

*POD WZGLĘDEM KAPITALIZACJI RYNKOWEJ WG STANU NA DZIEŃ 30 CZERWCA 2021 R.

POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE



2,8 mld zł

EBITDA

~918 mln boe

ZASOBY GAZU
I ROPY NAFTOWEJ

608 tys. ton

WYDOBYCIE ROPY NAFTOWEJ,
KONDENSATU I NGL

35

KONCESJI
WYDOBYWCZYCH

2,3 mld m³

WYDOBYCIE
GAZU ZIEMNEGO

OBRÓT I MAGAZYNOWANIE



0,3 mld zł

EBITDA

6,2 mld m³

WOLUMEN SPRZEDAŻY
GAZU NA TGE

17,7 mld m³

WOLUMEN SPRZEDAŻY
GAZU GRUPY (POZA GK PGNiG)

8,3 mld m³

WOLUMEN IMPORTU
GAZU

3,1 mld m³

WŁASNE POJEMNOŚCI
MAGAZYNOWE W SEGMENTCIE

DYSTRYBUCCJA



1,6 mld zł

EBITDA

1668

LICZBA ZGAZYFIKOWANYCH
GMIN

7,3 mln

LICZBA
KLIENTÓW

7,3 mld m³

WOLUMEN DYSTRYBUCCJI
GAZU (W JEDN. NATURALNYCH)

198 tys. km

DŁUGOŚĆ SIECI DYSTRYBUCCYJNEJ
(WRAZ Z PRZYŁĄCZAMI)

WYTWARZANIE



0,6 mld zł

EBITDA

5,2 GW_t

MOC
CIEPLNA

23,5 PJ

PRODUKCJA
CIEPŁA

1,2 GW_e

MOC
ELEKTRYCZNA

1,8 TWh

PRODUKCJA ENERGII
ELEKTRYCZNEJ

Wybrane dane finansowe GK PGNiG i PGNiG

Tabela 1 Wybrane dane finansowe GK PGNiG w I półroczu 2021 r. oraz I półroczu 2020 r.

Dane dotyczące skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2021	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2020	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2021	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2020
	Przychody ze sprzedaży	24 985	21 038	5 495
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	5 195	9 352	1 142	2 106
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	3 417	7 656	751	1 724
Zysk przed opodatkowaniem	3 336	7 327	734	1 650
Zysk netto akcjonariuszy jednostki dominującej	2 434	5 920	535	1 333
Zysk netto	2 434	5 920	535	1 333
Łączne całkowite dochody przypadające akcjonariuszom jednostki dominującej	2 371	5 597	521	1 260
Łączne całkowite dochody	2 371	5 597	521	1 260
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	4 750	6 679	1 045	1 504
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(2 878)	(2 938)	(633)	(662)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(1 065)	(3 119)	(234)	(702)
Przepływy pieniężne netto	807	622	177	140
Zysk na akcję podstawowy i rozwodniony (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,42	1,02	0,09	0,23

Dane dotyczące skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	Stan na 30 czerwca 2021	Stan na 31 grudnia 2020	Stan na 30 czerwca 2021	Stan na 31 grudnia 2020
	Aktywa razem	68 636	62 871	15 182
Zobowiązania razem	22 333	18 746	4 940	4 062
Zobowiązania długoterminowe	12 138	11 666	2 685	2 528
Zobowiązania krótkoterminowe	10 195	7 080	2 255	1 534
Kapitał własny razem	46 303	44 125	10 242	9 562
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 778	5 778	1 278	1 252
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)	8,01	7,64	1,77	1,65
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,21	0,09	0,05	0,02

Tabela 2 Wybrane dane finansowe PGNiG w I półroczu 2021 r. oraz I półroczu 2020 r.

Dane dotyczące skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2021	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2020	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2021	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2020
	Przychody ze sprzedaży	12 413	11 037	2 730
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	1 836	6 776	404	1 526
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	1 427	6 365	314	1 433
Zysk przed opodatkowaniem	2 140	6 469	471	1 457
Zysk netto	1 870	5 230	411	1 178
Całkowite dochody razem	1 779	4 955	391	1 116
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	(257)	2 622	(57)	590
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	738	(1 083)	162	(244)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(28)	(3 051)	(6)	(687)
Przepływy pieniężne netto	453	(1 512)	99	(341)
Zysk netto i rozwodniony zysk netto na jedną akcję przypisany zwykłym akcjonariuszom (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,32	0,91	0,07	0,20

Dane dotyczące skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	Stan na 30 czerwca 2021	Stan na 31 grudnia 2020	Stan na 30 czerwca 2021	Stan na 31 grudnia 2020
	Aktywa razem	48 058	43 746	10 631
Zobowiązania razem	10 242	7 516	2 266	1 629
Zobowiązania długoterminowe	4 476	3 871	990	839
Zobowiązania krótkoterminowe	5 766	3 645	1 276	790
Kapitał własny	37 816	36 230	8 365	7 851
Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	7 518	7 518	1 663	1 629
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)	6,54	6,27	1,45	1,36
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,21	0,09	0,05	0,02

Tabela 3 Średnie kursy wymiany walut

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do EURO ustalone przez NBP	30 czerwca 2021	30 czerwca 2020	31 grudnia 2020
Średni kurs w okresie	4,5472	4,4413	4,4742
Kurs na koniec okresu	4,5208	4,4660	4,6148

Kalendarz wydarzeń I półrocza 2021 r.

styczeń 2021

- 13.01. – Decyzja Prezesa URE skutkująca wzrostem o 3,6% cen i stawek sieciowych w Taryfie Dystrybucyjnej PSG
- 27.01. – Publikacja prognoz wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej w latach 2021-2023
- 29.01. – Wygaśnięcie okresu wyłączności negocjacyjnej dotyczącej nabycia spółki TAURON Ciepło Sp. z o.o.

luty 2021

- 10.02. – Odstąpienie PGNiG od udziału w procesie nabycia polskich aktywów Grupy CEZ
- 17.02. – Rezygnacja z pełnienia funkcji Członka Zarządu PGNiG przez Wiceprezesa Jarosława Wróbla

marzec 2021

- 02.03. – Powołanie Artura Cieślaka na stanowisko Wiceprezesa Zarządu PGNiG
- 25.03. – Zawarcie warunkowej umowy nabycia INEOS E&P Norge AS przez PGNiG UN

kwiecień 2021

- 14.04. – Zgoda UOKiK na utworzenie przez PGNiG, PKN ORLEN i Energa wspólnego przedsiębiorcy CCGT Ostrołęka
- 15.04. – Decyzja Prezesa URE skutkująca wzrostem o 5,6% ceny za paliwo gazowe w Taryfie Detalicznej PGNiG OD

maj 2021

- 05.05. – Podpisanie z ORLEN Południe listu intencyjnego w sprawie możliwości realizacji wspólnej inwestycji w obszarze biometanu
- 12.05. – Zawarcie umowy o współpracy pomiędzy PKN ORLEN, Grupą LOTOS, PGNiG oraz Skarbem Państwa – Ministrem Aktywów Państwowych w zakresie scenariusza przejęcia kontroli przez PKN ORLEN nad Grupą LOTOS oraz PGNiG
- 25.05. – Rekomendacja Zarządu PGNiG w sprawie wypłaty dywidendy z zysku za 2020 r. w wysokości 0,21 zł na jedną akcję
- 27.05. – PGNiG w pierwszej trójce XV edycji „Rankingu najcenniejszych polskich marek” według dziennika Rzeczpospolita

czerwiec 2021

- 18.06. – PGNiG UN, wraz z Aker BP jako operatorem i pozostałymi partnerami koncesyjnymi, uruchamia produkcję ze złoża Gräsel

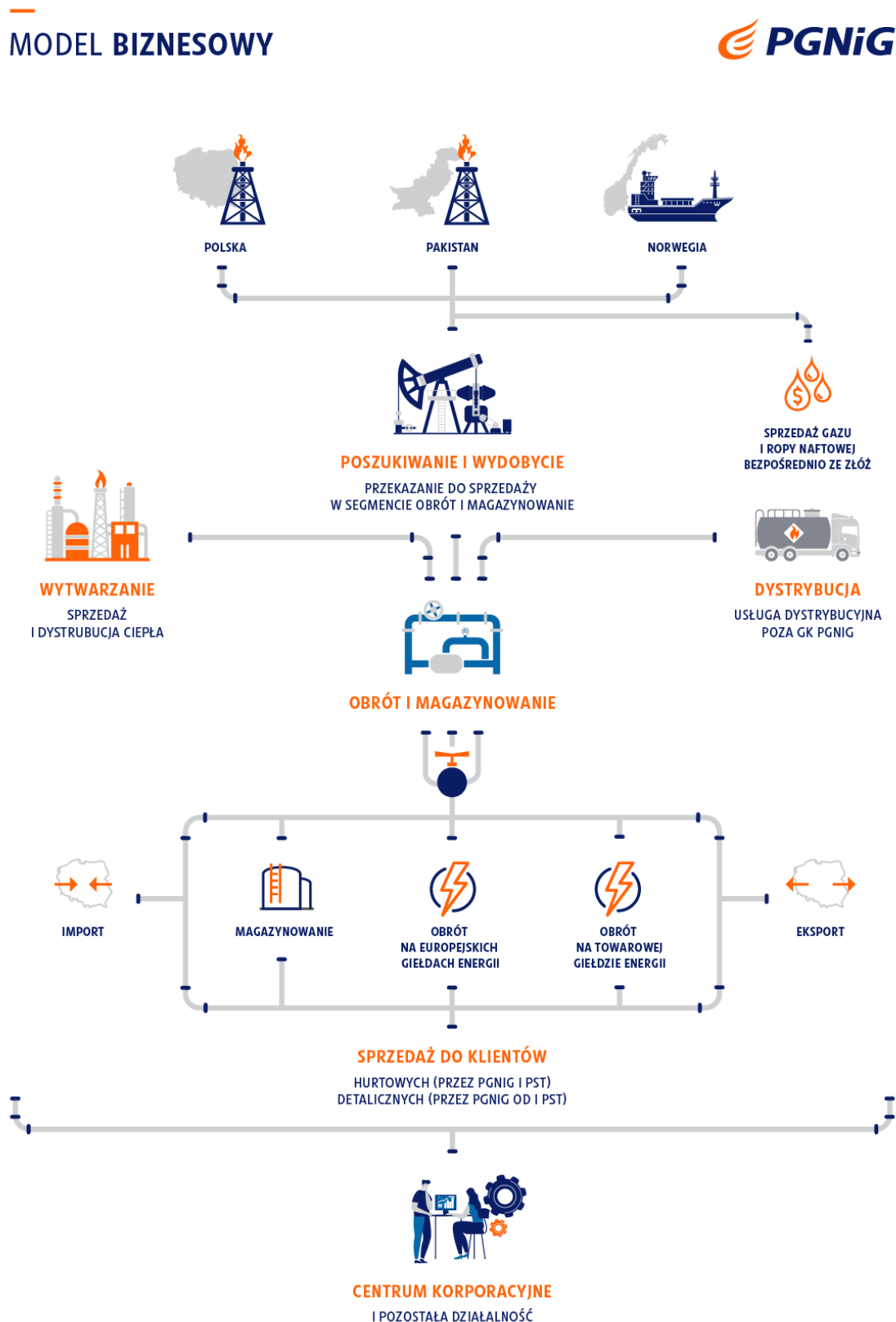
Spis Treści

1. 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	8
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 latach 2017-2022	9
2.2.2 Inwestycje w 2021 r.	10
2.2.3 Inwestycje w sektorze Odnawialnych Źródeł Energii (OZE)	10
3. Działalność operacyjna w I półroczu 2021 r.	11
3.1 Segment Poszukiwanie i Wydobywanie	11
3.1.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne	11
3.1.2 Działalność w Polsce	12
3.1.3 Działalność zagraniczna	13
3.1.4 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość	15
3.2 Segment Obrót i Magazynowanie	16
3.2.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne	16
3.2.2 Obszar działalności hurtowej	17
3.2.3 Obszar działalności detalicznej	19
3.2.4 Magazynowanie	20
3.3 Segment Dystrybucja	21
3.3.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne	21
3.3.2 Działalność w I półroczu 2021 r.	21
3.3.3 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość	22
3.4 Segment Wytwarzanie	23
3.4.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne	23
3.4.2 Działalność w I półroczu 2021 r.	23
3.4.3 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość	23
3.5 Badania, rozwój i innowacje	24
3.5.1 Działalność w I półroczu 2021 r.	24
3.5.2 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość w obszarze badań, rozwoju i innowacji	27
4. Sytuacja finansowa Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG w I półroczu 2021 r.	29
4.1 Sytuacja makroekonomiczna	29
4.1.1 Tendencje na rynku gazu ziemnego	29
4.1.2 Tendencje na rynku ropy naftowej	30
4.1.3 Średnie miesięczne temperatury	30
4.2 Sytuacja finansowa GK PGNiG w I półroczu 2021 r.	31
4.2.1 Omówienie danych finansowych GK PGNiG	31
4.2.2 Omówienie wyników segmentów	33
4.2.3 Przewidywana sytuacja finansowa oraz tendencje na rynku kluczowych produktów	36
4.2.4 Publikacja prognoz wyników finansowych i operacyjnych	36
4.3 Sytuacja finansowa PGNiG w I półroczu 2021 r.	37
5. Informacje pozostałe dotyczące Grupy Kapitałowej PGNiG	38
5.1 Organy zarządcze, nadzorujące i ich komitety w PGNiG	38
5.1.1 Zarząd	38
5.1.2 Rada Nadzorcza	38
5.2 Informacje o zawartych umowach przez spółki GK PGNiG	38
5.2.1 Istotne umowy dla działalności GK PGNiG	38
5.3 Postępowania sądowe	38
5.4 Szczegółowy opis organizacji GK PGNiG oraz zmian w strukturze	40
5.4.1 Szczegółowa struktura organizacji GK PGNiG	40
5.4.2 Pozostałe powiązania organizacyjne i kapitałowe	41
5.4.3 Zmiany w strukturze GK PGNiG	41
5.5 Akcje i udziały w jednostkach GK PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących	41
5.6 Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego	42

1. 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 dzień 30 czerwca 2021 r. konsolidowane metodą pełną były spółki: PGNiG jako podmiot dominujący oraz 23 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 dzień 30 czerwca 2021 r. kapitał zakładowy PGNiG wynosił ok. 5,78 mld zł.

Tabela 4 Struktura akcjonariatu na 30 czerwca 2021 r.

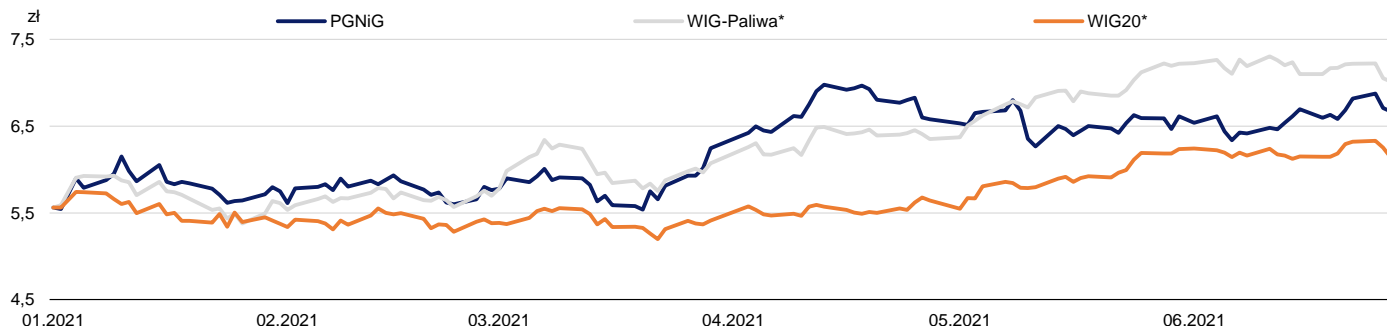
Akcjonariusze	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 30.06.2020 r.	Udział w kapitale zakładowym / liczbie głosów na WZA na dzień 30.06.2020 r.	Zmiany w I półroczu 2021 r.	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 30.06.2021 r.	Udział w kapitale zakładowym / liczbie głosów na WZA na dzień 30.06.2021 r.
Skarb Państwa	4 153 706 157	71,88%	-	4 153 706 157	71,88%
Pozostali, w tym:	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 rozdziale 5.5.

1.3.2 Kurs akcji

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 2021 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 półroczu 2021 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 2014 - 2020

	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Dywidenda za rok obrotowy (w mld zł)	1,21	0,52	1,04	-	1,16	1,06	1,18
Dywidenda na akcję (w zł)	0,21	0,09	0,18	-	0,2	0,18	0,2
Średnia roczna cena akcji (w zł)	4,4	5,59	6,12	6,33	5,16	5,94	4,85
Stopa dywidendy*	4,77%	1,61%	2,94%	-	3,88%	3,03%	4,12%

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

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

W dniu 9 lipca 2021 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie (ZWZ) PGNiG, zgodnie z rekomendacją Zarządu PGNiG z dnia 25 maja 2021 r., podjęło decyzję o podziale kwoty 6.908.548.870,60 zł, na którą składa się zysk finansowy netto PGNiG S.A. za rok 2020 w kwocie 6.908.551.193,11 zł oraz niepokryta strata z lat ubiegłych wynikająca z korekty poprzedniego okresu w kwocie 2.322,51 zł w następujący sposób:

- kwotę 1.213.446.119,97 zł przeznaczono na wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy (0,21 zł na jedną akcję);
- kwotę 5.695.102.750,63 zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego PGNiG.

Ponadto ZWZ PGNiG ustaliło dzień dywidendy na 19 lipca 2021 r. a termin wypłaty dywidendy na 3 sierpnia 2021 r.

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

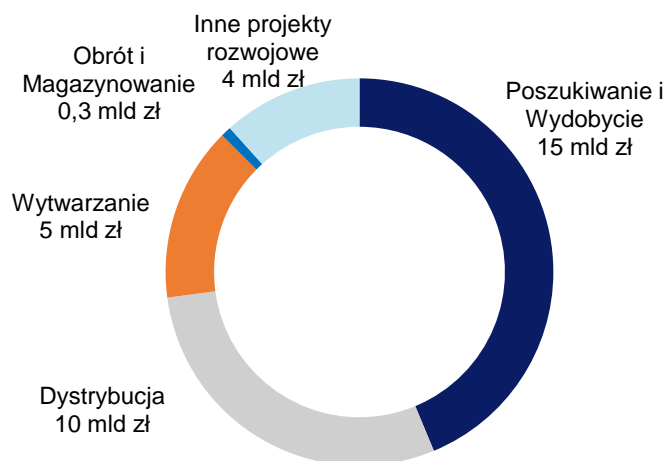
2.2 Strategia GK PGNiG na lata 2017–2022 z perspektywą do 2026 r.

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 latach 2017-2022

W Strategii założono, że na inwestycje zostanie przeznaczonych łącznie ponad 34 mld zł w latach 2017-2022. Średnioroczne nakłady inwestycyjne będą się kształtować na poziomie ok. 5,7 mld zł. Program inwestycyjny umożliwi wygenerowanie skumulowanego wyniku EBITDA Grupy na poziomie ok. 33,7 mld zł w latach 2017-2022 i perspektywiczny wzrost wyniku EBITDA Grupy do średniorocznego poziomu ok. 9,2 mld zł w latach 2023-2026. Jednocześnie, poziom zadłużenia netto w relacji do wyniku EBITDA powinien pozostać w całym okresie objętym strategią na poziomie poniżej 2,0, przy utrzymaniu dotychczasowej polityki dywidendowej, zakładającej wypłatę do 50% skonsolidowanego zysku netto Grupy.

Wykres 2 Planowane nakłady inwestycyjne w latach 2017-2022*



* Nakłady uwzględniające wydatki na akwizycje złóż węglowodorów.

2.2.2 Inwestycje w 2021 r.

Poszukiwanie i Wydobywanie

PGNiG realizując cel strategiczny, jakim jest zwiększenie łącznego poziomu wydobycia, kontynuować będzie podłączanie oraz zagospodarowanie odwiertów w Polsce – w Oddziałach w Zielonej Górze i Sanoku. Prognozowane wydobycie w Polsce w 2021 r. to 3,8 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), natomiast ropy naftowej wraz z kondensatem: 0,667 mln ton. Wydobycie krajowe gazu ziemnego w Polsce w I połowie 2021 r. wyniosło 1,8 mld m³. Udział konkurencji w wydobyciu krajowym wynosi ok. 1,4%.

PGNiG UN planuje pozyskanie nowych obszarów koncesyjnych przez udział w corocznych rundach koncesyjnych APA oraz normalnych rundach koncesyjnych, a także pozyskiwanie nowych obszarów koncesyjnych w procesie odkupienia udziałów od innych firm naftowych w obszarach interesujących spółkę (*farm in*) lub przez wymianę udziałów pomiędzy własnymi koncesjami a obszarami interesującymi spółkę (*swap, farm down*). PGNiG UN planuje również realizację nowych inwestycji, mogących zasilić projekt Baltic Pipe.

W Pakistanie na 2021 r. zaplanowano ukończenie testów złożowych, wiercenia i podłączenia kolejnych otworów eksploatacyjnych oraz rozbudowę mocy instalacji wydobywczych. Ponadto kontynuowane będą działania sejsmiczne, na bazie których zostaną przeprowadzone prace przygotowawcze pod przyszłe otwory poszukiwawcze.

Obrót i Magazynowanie

W obszarze magazynowania GSP realizować będzie prace związane z budową 5-ciu komór zgrupowanych w KPMG Kosakowo na klastrze B, które zostaną oddane do eksploatacji w 2021 r.

Dystrybucja

PSG planuje kontynuować przeznaczanie środków na rozbudowę sieci, przyłączenia nowych klientów oraz przebudowę i modernizację sieci gazowej.

W perspektywie krótkoterminowej PSG podejmuje działania związane z budową sieci gazowej i przyłączaniem odbiorców końcowych, natomiast w ujęciu średnioterminowym - przebudowę, modernizację i budowę nowej sieci gazowej w celu zachowania bezpieczeństwa i ciągłości dostaw paliwa gazowego. W formule projektowej prowadzi wieloaspektowe analizy w zakresie przygotowania infrastruktury gazowej do dystrybucji gazów odnawialnych.

Ponadto PSG przystąpiła do konsorcjum w celu uczestnictwa w realizacji projektu badawczego pn.: „Przygotowanie procesu włączania wodoru do sieci gazu ziemnego HyReady”.

Wytwarzanie

W I połowie 2021 r. GK PGNiG TERMIKA realizowała m.in. projekt budowy bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Żerań, projekty budowy kotłowni gazowo-olejowych w Elektrociepłowni Pruszków oraz Ciepłowni Kawęczyn. Planuje się ponadto realizację nowych bloków w Elektrociepłowni Siekierki – jednostki wielopaliwowej i bloku gazowo-parowego w EC Siekierki. W kolejnych okresach kontynuowane będą prace związane z realizacją inwestycji mających na celu dostosowanie majątku wytwórczego do obecnych i przyszłych wymagań środowiskowych.

2.2.3 Inwestycje w sektorze Odnawialnych Źródeł Energii (OZE)

GK PGNiG kontynuuje realizację planu działań w zakresie przyszłych inwestycji w sektorze OZE. Zaangażowanie w obszar OZE ma na celu zapewnienie długoterminowych i bezpiecznych warunków rozwoju dla Grupy PGNiG poprzez stabilizację jej przychodów w kontekście dynamicznie zmieniającego się otoczenia makroekonomicznego i regulacyjnego. Kluczowymi projektami realizowanymi przez GK PGNiG w ramach budowy obszaru OZE będą m.in.:

- przejęcia projektów oraz stopniowe budowanie własnych kompetencji deweloperskich w obszarze energetyki wiatrowej i fotowoltaiki,
- przedsięwzięcia o charakterze badawczo-rozwojowym i innowacyjnym w obszarze wodoru i magazynowania energii.

Dodatkowo PGNiG podpisało z ORLEN Południe list intencyjny, który zakłada wzmocnienie współpracy w zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii. Firmy planują powołanie spółki celowej, która zainwestuje w rozwój sieci biometanowni. Współpraca ta wpisuje się w plany PGNiG związane z obniżeniem emisyjności krajowego sektora gazu oraz dynamicznym rozwojem obrotu gazami odnawialnymi.

3. Działalność operacyjna w I półroczu 2021 r.

3.1 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.

3.1.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne

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

mln m ³	I pół. 2021		I pół. 2020		2020		2019		2018		2017
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG
Polska	1 778	1 778	1 855	1 855	3 746	3 746	3 815	3 815	3 808	3 808	3 839
gaz wysokometanowy (E)	636	636	679	679	1 337	1 337	1 337	1 337	1 296	1 296	1 315
gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	1 142	1 142	1 175	1 175	2 409	2 409	2 478	2 478	2 512	2 512	2 524
Zagranica	558	168	332	125	773	295	674	193	738	697	697
Norwegia (gaz wysokometanowy (E))	390	0	207	0	478	0	481	0	538	548	548
Oddział PGNiG w Pakistanie (gaz zaazotowany Ls/Lw przeliczony na E)	168	168	125	125	295	295	193	193	200	149	149
RAZEM (przeliczony na E)	2 336	1 946	2 187	1 980	4 520	4 041	4 489	4 008	4 546	4 536	4 536

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

mln m ³	I pół. 2021		I pół. 2020		2020		2019		2018		2017
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG
Polska	338	338	325	325	667	667	679	679	684	684	676
gaz wysokometanowy (E)	12	12	13	13	25	25	25	25	26	26	30
gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	326	326	311	311	642	642	654	654	658	658	646
Zagranica	164	164	124	124	295	289	192	192	199	199	149
Norwegia (gaz wysokometanowy (E))	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0
Oddział PGNiG w Pakistanie (gaz zaazotowany Ls/Lw przeliczony na E)	164	164	124	124	289	289	192	192	199	199	149
RAZEM (przeliczony na E)	502	502	449	449	962	956	871	871	883	825	825

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

tys. ton	I pół. 2021		I pół. 2020		2020		2019		2018		2017
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG
Wydobywanie ropy naftowej*	608	325	656	367	1 324	709	1 216	776	1 345	776	1 257
w Polsce	325	325	367	367	709	709	776	776	818	776	787
w Norwegii	283	0	290	0	615	0	440	0	527	0	470

* Razem z kondensatem i NGL.

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

tys. ton	I pół. 2021		I pół. 2020		2020		2019		2018		2017
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG
Sprzedaż ropy naftowej*	617	320	646	369	1 332	713	1 210	771	1 411	771	1 271
z wydobywania w Polsce	320	320	369	369	713	713	771	771	818	771	792
z wydobywania w Norwegii	297	0	277	0	619	0	439	0	593	0	479

* Razem z kondensatem i NGL.

Tabela 10 Wolumeny wydobywania wybranych produktów w segmencie PiW

tys. ton	I pół. 2021		I pół. 2020		2020		2019		2018		2017
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG
Gaz propan-butan	18	18	17	17	36	36	39	39	39	39	37
LNG	10	10	9	9	20	20	20	20	21	21	22
mln m ³											
Hel	1	1	1	1	3	3	3	3	3	3	3

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

tys. ton	I pół. 2021		I pół. 2020		2020		2019		2018		2017
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG
Gaz propan-butan	18	18	17	17	36	36	39	39	39	39	37
LNG	7	7	5	5	12	12	14	14	17	17	17
mln m ³											
Hel	1	1	2	2	3	3	3	3	3	3	3

3.1.2 Działalność w Polsce

Koncesje krajowe

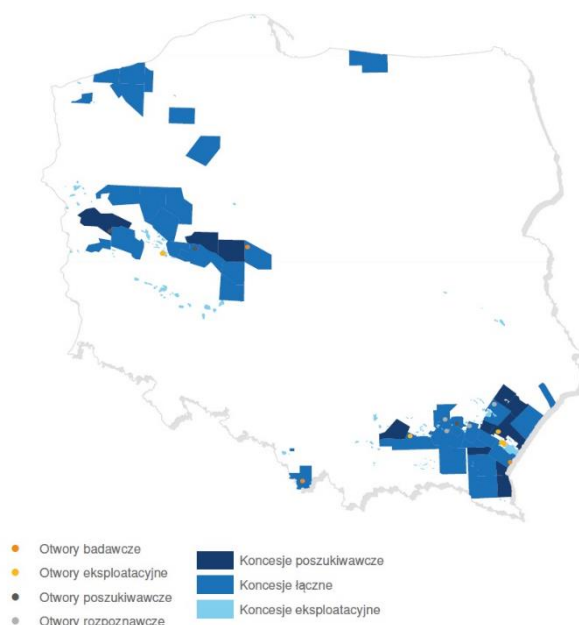
Na 30 czerwca 2021 r. PGNiG posiadało 46 koncesji: 11 na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz 35 „łącznych” (na poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie). W tym samym okresie zrezygnowano z 2 koncesji, tj.: koncesji łącznej Murowana Goślina-Kłeczko oraz koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż metanu z pokładów węgla oraz wydobywanie metanu z pokładów węgla Międzyrzecze.

W I połowie 2021 r. zakończono w Ministerstwie Klimatu i Środowiska 14 postępowań w zakresie uzyskania, zmiany koncesji i zatwierdzenia dodatków do projektu robót geologicznych. Na dzień 30 czerwca 2021 r. toczyło się łącznie 21 postępowań administracyjnych w zakresie zmian koncesji oraz zatwierdzania dodatków do projektu robót geologicznych.

Na dzień 30 czerwca 2021 r. PGNiG posiadało 204 koncesje, w tym 192 koncesji na wydobywanie, 3 na podziemne składowanie odpadów oraz 9 na podziemne magazynowanie gazu. W 2021 r. PGNiG przyznano 4 nowe koncesje na wydobywanie (Kramarzówka, Rogoźnica, Gryżyna, Miłosław E), 5 zostało zmienionych, 1 koncesję wygaszono, a w przypadku 2 koncesji były prowadzone postępowania.

Prace prowadzone na własnych koncesjach

Rysunek 3 Koncesje PGNiG i odwierty w I półroczu 2021 r.



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

W I półroczu 2021 r. PGNiG kontynuowało poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie Karpat, Przedgórze Karpat, Monokliny Przedsuddeckiej i Niżu Polskiego zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Z 14 otworów wierconych w I połowie 2021 r. głębokość końcową osiągnęło 12 otworów, w tym: 2 poszukiwawcze, 2 rozpoznawcze oraz 8 eksploatacyjnych.

Na koniec czerwca 2021 r. wyniki złożowe uzyskano z 12 odwiertów (w tym 3, gdzie wiercenie zakończono w 2020 r., a próby złożowe wykonano w 2021 r.): 2 poszukiwawczych, 4 rozpoznawczych i 6 eksploatacyjnych. Wśród 12 odwiertów o znanych wynikach złożowych znalazło się: 11 odwiertów pozytywnych (w tym: 1 poszukiwawczy, 4 rozpoznawcze i 6 eksploatacyjnych), 1 negatywny - poszukiwawczy, w którym w oparciu o uzyskane wyniki geologiczno-złożowe nie stwierdzono przemysłowego nasycenia węglowodorami. Ponadto w styczniu 2021 r. zlikwidowano 1 odwiert badawczy, którego wiercenie zakończono w 2020 r. (z uwagi na badawczy charakter prowadzonych prac nie podlega klasyfikacji złożowej).

W I półroczu 2021 r. wykonane były również testy złożowe oraz likwidacje otworów odwierconych we wcześniejszych latach – dotyczyło to: 6 otworów badawczych (Kramarzówka-1K – zakończony I etap eksploatacji próbnej; Gilowice-3K, Gilowice-4H, Gilowice-1, Międzyrzecze-3, Orzesze-1 – zlikwidowane), 1 poszukiwawczego (zlikwidowany) oraz 3 rozpoznawczych (w tym 1 odwiert zlikwidowany, w 2 odwiertach zakończono testy produkcyjne i oczekują na dalsze prace).

W I połowie 2021 r. na terenie działalności Oddziału PGNiG w Sanoku podłączono do eksploatacji 3 nowe złoża: złożo Jastrzębiec (odwierty: Jastrzębiec-2 i Jastrzębiec-3 – eksploatacja w ramach testu długotrwałego), złożo Wielgoszówka (Wielgoszówka-1K – eksploatacja w ramach próbnej eksploatacji), złożo Kramarzówka (odwierty: Kramarzówka-3H i Kramarzówka-1K – eksploatacja na

podstawie decyzji inwestycyjnej wydanej przez Ministra Klimatu i Środowiska 22 stycznia 2021 r.) oraz włączono do eksploatacji 5 odwiertów na złożach już eksploatowanych: 2 odwierty na złożu Pruchnik-Pantalowice (Pruchnik-36 i Pruchnik-37K – eksploatacja w ramach testu długotrwałego), 3 odwierty na złożu Przemyśl (Przemyśl-287K, Przemyśl-289K i Przemyśl-290 – eksploatacja w ramach testu długotrwałego).

Łącznie w I połowie 2021 r. na terenie działalności Oddziału PGNiG w Sanoku włączono do eksploatacji 10 odwiertów. Na terenie działalności Oddziału w Zielonej Górze zostało włączone do eksploatacji nowe złożo Wielichowo W (odwiert Wielichowo-8) oraz został włączony do eksploatacji 1 odwiert na złożu Brońsko (Brońsko-30).

Zasoby wydobywalne

Stan zasobów wydobywalnych na 30 czerwca 2021 r. z uwzględnieniem dokumentacji geologiczno-inwestycyjnych oraz dokumentacji rozliczających zasoby złożonych w Ministerstwie Klimatu i Środowiska bez wydanej decyzji Ministra to: 14,3 mln ton ropy naftowej (105,0 mln boe) oraz 86 mld m³ gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy (554,3 mln boe).

3.1.3 Działalność zagraniczna

Norwegia

Na 30 czerwca 2021 r. PGNiG UN posiadało udziały w 37 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, w tym 2 operatorskie. Łączny stan zasobów wydobywalnych dla PGNiG UN na 30 czerwca 2021 r. wyniósł około 209,5 mln boe, w tym: 126,4 mln boe (20,1 mld m³) gazu ziemnego oraz 83,2 mln boe ropy naftowej oraz NGL.

Rysunek 4 Koncesje i złoża PGNiG UN



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PGNiG UN.

Tabela 12 Złoża w fazie produkcji PGNiG UN

	Złożo	Stan zasobów dla PGNiG UN na 30 czerwca 2021 r.	Planowane działania
1	Skarv	ok. 16,0 mln boe, w tym 10,4 mln boe gazu ziemnego i 5,6 mln boe ropy naftowej + NGL	Trwa produkcja.
2	Glna Krog	ok. 14,6 mln boe, w tym 8,6 mln boe gazu ziemnego i 6,0 mln boe ropy naftowej + NGL	Trwa produkcja.
3	Vilje	ok. 3,1 mln boe ropy naftowej	Trwa produkcja.
4	Vale	ok. 0,7 mln boe, w tym 0,4 mln boe gazu ziemnego i 0,3 mln boe ropy naftowej	Trwa produkcja.
5	Morvin	ok. 1,7 mln boe, w tym 0,6 mln boe gazu ziemnego i 1,1 mln ropy naftowej	Trwa produkcja.
6	Skogul	ok. 1,8 mln boe, w tym 0,1 mln boe gazu ziemnego i 1,7 mln boe ropy naftowej	Trwa produkcja.
7	Kvitbjørn	ok. 10,7 mln boe, w tym 8,7 mln boe gazu ziemnego i 2,0 mln boe ropy naftowej + NGL	Trwa produkcja.
8	Valemon	ok. 1,0 mln boe, w tym 0,9 mln boe gazu ziemnego i 0,1 mln boe ropy naftowej + NGL	Trwa produkcja.
9	Złoża Ærfugl oraz Snadd Outer	Zasoby Ærfugl: ok. 23,6 mln boe, w tym 17,1 mln boe gazu ziemnego i 6,5 mln boe ropy naftowej + NGL Zasoby Snadd Outer: ok. 4 mln boe, w tym 3 mln boe gazu ziemnego i 1 mln boe ropy naftowej + NGL	Trwa produkcja w ramach fazy 1 (pierwsze odwierty w ramach zagospodarowania złoża Ærfugl rozpoczęły produkcję w 2020 r.).

W I połowie 2021 r., ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale, Skogul, Ærfugl (faza 1), Kvitebjorn, Valemon i Gina Krog, PGNiG UN wydobyło 283 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami (w przeliczeniu na tonę ekwiwalentu ropy naftowej) i 0,39 mld m³ gazu ziemnego. Wydobycie gazu ze złóż było wyższe niż w analogicznym okresie poprzedniego roku, co jest głównie wynikiem nabycia pod koniec 2020 r. udziałów w złożach Kvitebjorn i Valemon. Wydobycie ropy z innymi frakcjami było nieznacznie niższe i wynikało ze stopniowego sczerpywania się złóż oraz planowych przestojów produkcyjnych.

Tabela 13 Złóża w fazie zagospodarowania lub wyboru koncepcji zagospodarowania PGNiG UN

	Złóże	Stan zasobów dla PGNiG UN na 30 czerwca 2021 r.	Planowane działania
1	Tommeliten Alpha	ok. 58,4 mln boe, w tym 40,7 mln boe gazu ziemnego i 17,8 mln boe ropy naftowej + NGL	Planowany start produkcji w 2024 r.
2	Duva	ok. 27,3 mln boe, w tym 15,4 mln boe gazu ziemnego i 11,9 mln boe ropy naftowej + NGL	Uruchomienie eksploatacji: II półrocze 2021 r.
3	King Lear	ok. 35,4 mln boe, w tym 14,8 mln boe gazu ziemnego i 20,6 mln boe ropy naftowej + NGL	Proces inwestycyjny planowany jest w latach 2021-2024, a uruchomienie produkcji zakładane na 2025 r.
4	Alve Nord	ok. 5,3 mln boe, w tym 3,5 mln boe gazu ziemnego i 1,8 mln boe ropy naftowej + NGL	Aker BP jako operator projektu przygotowuje koncepcję zagospodarowania złoża. Spodziewane rozpoczęcie produkcji w 2025 r.
5	Shrek	ok. 6,0 mln boe, w tym 2,2 mln boe gazu ziemnego i 3,8 mln boe ropy naftowej + NGL	Złóże zostało udokumentowane w 2019 r., którego operatorem był PGNiG UN. Na czas zagospodarowania operatorstwo zostało przekazane firmie Aker BP.
6	Złóża Ærfugl oraz Snadd Outer	Zasoby Ærfugl: ok. 23,6 mln boe, w tym 17,1 mln boe gazu ziemnego i 6,5 mln boe ropy naftowej + NGL Zasoby Snadd Outer: ok. 4 mln boe, w tym 3 mln boe gazu ziemnego i 1 mln boe ropy naftowej + NGL	Planowane uruchomienie produkcji z fazy 2 zagospodarowania w czwartym kwartale 2021 r.

W I półroczu 2021 r. kontynuowano zagospodarowanie złóż Ærfugl, Duva i Snadd Outer, w których PGNiG UN jest partnerem. Operatorem złóż Ærfugl i Snadd Outer jest Aker BP, natomiast projektu Duva – Neptune Energy Norge AS. W ramach wskazanych wyżej projektów w I półroczu 2021 r. dokonano instalacji urządzeń wydobywczych oraz przeprowadzono wiercenia odwiertów eksploatacyjnych.

W fazie poszukiwania / rozpoznania znajdują się złoża Fogelberg oraz Warka. W przypadku złoża Fogelberg w I połowie 2021 r. nadal trwały analizy dotyczące możliwości zagospodarowania złoża. Złóże Warka zostało udokumentowane za sprawą odwiertu poszukiwawczego wykonanego w 2020 r. przez ConocoPhillips. Odwiercenie odwiertu rozpoznawczego, którego celem byłoby potwierdzenie komercyjnego charakteru odkrycia, planowane jest na 2023 r.

Ponadto w styczniu 2021 r. została rozstrzygnięta kolejna runda koncesyjna APA 2020 (*Awards in Predefined Areas*), w wyniku której PGNiG UN otrzymał udziały w 4 kolejnych nowych koncesjach poszukiwawczych. Koncesje są zlokalizowane w pobliżu istniejącej infrastruktury produkcyjnej i gazociągów, co ułatwia i przyspiesza proces ewentualnego ich zagospodarowania. Ponadto znajdują się one w bezpośrednim sąsiedztwie złóż, na których PGNiG UN jest już obecny (Skarv oraz King Lear). W przypadku komercyjnych odkryć potencjalne podłączenie ich do Skarv lub King Lear pozwoliłoby na realizację dodatkowego efektu synergii. Efekt ten wynikałby z wygenerowania dodatkowych przychodów za wykorzystanie istniejącej infrastruktury.

W marcu 2021 r. PGNiG UN zawarło warunkową umowę zakupu przedsiębiorstwa INEOS E&P Norge AS, które posiada udziały w 22 koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym obejmujących m.in. 3 złoża produkcyjne: Alve, Marulk, Ormen Lange oraz terminal gazowy Nyhamna. Szacowana wielkość zasobów węglowodorów wynikająca z posiadanych przez INEOS E&P Norge AS udziałów w koncesjach wynosi ok. 117 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej (na dzień 1 stycznia 2021 r.), z czego ponad 94% stanowią zasoby gazu ziemnego. Szacowany średni poziom wydobycia gazu ziemnego przez PGNiG UN w Norwegii może w wyniku transakcji wzrosnąć o ok. 1,5 mld m³ rocznie w najbliższych 5 latach. Dodatkowo, PGNiG UN przejmie portfel koncesji poszukiwawczych, w ramach którego INEOS E&P Norge AS pełni rolę operatora na 6 koncesjach.

Cena umowna nabycia INEOS E&P Norge AS wynosi 615 milionów dolarów amerykańskich przy efektywnej dacie transakcji przypadającej na dzień 1 stycznia 2021 r. Ostateczna cena nabycia zostanie pomniejszona o dochody uzyskane przez INEOS E&P Norge AS w okresie od daty efektywnej transakcji, tj. od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia przejścia kontroli operacyjnej przez PGNiG UN nad INEOS E&P Norge AS. Obecnie strony czekają z finalizacją transakcji na uzyskanie zgód administracyjnych w Norwegii.

Rok 2021 jest drugim rokiem obowiązywania czasowych ulg inwestycyjnych mających na celu wsparcie branży naftowej w okresie spowolnienia gospodarczego wywołanego pandemią COVID-19. W 2021 r., podobnie jak w 2020 r., ulgami objęte są wszystkie realizowane inwestycje. Począwszy od roku przyszłego, ulgom podatkowym będą podlegały jedynie nowe projekty inwestycyjne zatwierdzone między czerwcem 2020 r. a grudniem 2022 r.

Czasowe zmiany systemu podatkowego obejmują takie elementy, jak:

- natychmiastowa amortyzacja poniesionych nakładów inwestycyjnych w ramach specjalnego podatku węglowodorowego (*special petroleum tax*) w roku dokonania nakładów;
- natychmiastowe naliczenie dodatkowej ulgi inwestycyjnej w wysokości 24% w roku dokonania nakładów (poprzednio ulga miała wysokość 20,8% i była rozłożona na 4 lata);
- natychmiastowa amortyzacja i ulga inwestycyjna obowiązująca dla wszystkich nakładów w latach 2020-21 oraz dla całości nakładów dotyczących nowych projektów, które zostały zatwierdzone do realizacji (do końca 2022 r.);

- gotówkowy zwrot straty podatkowej poniesionej w latach 2020-21 na rachunek firm naftowych (dokonywany od sierpnia 2020 r. w ramach transz płatnych co dwa miesiące).

Pakistan

Tabela 14 Złoże w fazie produkcji w Pakistanie

Lp.	Złoże	Stan zasobów dla PGNiG na 30 czerwca 2021 r.	Planowane działania
1.	Rehman	ok. 4,77 mld m ³ (30,7 mln boe)	Trwają analizy wyników odwiertu Rehman-7 oraz odebranych płynów złożowych. Otwór Rehman-8 – trwają prace budowlane na placu dla otworu. Kolejne otwory wiercone będą w systemie „back to back” bezpośrednio po ukończeniu prac w otworze Rehman-8.
2.	Rizq	ok. 1,70 mld m ³ (11,0 mln boe)	Otwór Rizq-3 został podłączony w czerwcu 2020 r. Planowane jest odwiercenie kolejnego otworu wydobywczego Rizq-4 na przełomie lat 2021-2022.

W ramach kontynuacji prac poszukiwawczych w 2021 r. oddział PGNiG w Pakistanie planuje zakończyć interpretację danych sejsmicznych: 3D na obszarze obiektu poszukiwawczego W1 oraz zdjęcia sejsmicznego 2D na obszarze obiektu poszukiwawczego W2.

Zjednoczone Emiraty Arabskie

Pod koniec 2019 r. rozpoczęto akwizycję danych sejsmicznych, która trwała do maja 2020 r. Od tego czasu PGNiG prowadzi prace przetwarzania i interpretacji danych pod kątem wyłonienia lokalizacji pod wiercenie pierwszego odwiertu poszukiwawczego. Rozpoczęcie prac wiertniczych jest planowane na IV kwartał 2022 r. Równolegle trwają prace mające na celu pozyskanie praw do kolejnych bloków w emiracie Ras Al Khaimah.

Libia

PGNiG Upstream North Africa BV na bieżąco monitoruje rozwój sytuacji politycznej w Libii i podjęła od kwietnia 2021 r. przygotowania do wznowienia prac poszukiwawczych w Libii i zniesienia siły wyższej w przypadku przeprowadzenia powszechnych wyborów w grudniu 2021 r. i uznania ich wyników przez główne siły polityczne.

3.1.4 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość

Polska

W 2021 r. na terenie działalności Oddziału w Sanoku planowane są prace związane m. in. z: podłączeniem odwiertów Brzyska Wola 2 i Dąbrowica Duża 3 i 6, Trzebowniko 3 po rekonstrukcji odwiertu; Jaksmanice 221 oraz Przemysł 139, a także zagospodarowaniem odwiertów: Kramarzówka 1K, 2H, 3H; Rogoźnica 3K, 4K, 5K; Korzeniówek 1; Draganowa 4K; Przemysł 291K, 292K, 316K, 317K, 318K; Kulno 1; Przemysł 303K, 304K; Mirocin 66, 67, 68, 69; Chodakówka 1K; Draganowa 4K; Królewska Góra 2K; Gnojnica 4, 5, 6; Ryszkowa Wola 8; Zapałów 3; Nowe Sioło-1, Mielnik-1; Przemysł 299K, 308K oraz Zalesie 7.

Z kolei na terenie działalności Oddziału w Zielonej Górze w 2021 r. planowane są prace związane m.in. z rozbudową Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Lubiatów w celu zwiększenia możliwości produkcyjnych ze złoża Międzychód, a także Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Dębno w celu zagospodarowania złoża Różańsko. Ponadto oddział planuje zagospodarowanie złóż: Kamień Mały, Babimost, Zbąszyń, Rokietnica (wraz z budową rurociągu przesyłowego gazu ziemnego relacji Grodzisk Wlkp.-Kościan), Gryżyna, Czeszów, a także zagospodarowanie odwiertów: Brońsko -31H i -32, Koźminiec-1, Grotów -4K, -10 i -12K, Sieraków-2H, Chwałęcín-1K, Borowo-5, Granówko-1, Szczepowice-1, Turkowo-2 oraz Paproć-66H.

Na terenie swojej działalności Oddziału Wydobywcze PGNiG będą realizowały także inne projekty inwestycyjne mające głównie na celu utrzymanie lub zwiększenie wydobywania węglowodorów – należą do nich m.in. prace z zakresu zabudowy sprzężarek gazu czy modernizacji układu rurociągów i gazociągów przesyłowych.

Zagranica

Norwegia

W 2021 r., w zakresie działalności w Norwegii, PGNiG UN skupiać się będzie przede wszystkim na integracji aktywów INEOS E&P Norge AS po sfinalizowaniu transakcji oraz dalszych pracach mających na celu zagospodarowanie złóż zgodnie z przyjętymi przez spółkę harmonogramami.

Pakistan

Na II połowę 2021 r. w ramach prac rozpoznawczo-eksploatacyjnych zaplanowano wykonanie otworu eksploatacyjnego Rehman-8 oraz rozpoczęcie prac ziemnych dla wiercenia otworu Rizq-4. Równoległe do prac wiertniczych, Oddział PGNiG w Pakistanie prowadzi prace związane z rozbudową mocy instalacji wydobywczych. W ramach kontynuacji prac poszukiwawczych Oddział w Pakistanie planuje ukończenie interpretacji zdjęć sejsmicznych 3D na obszarze obiektu poszukiwawczego W1 oraz zdjęcia sejsmicznego 2D na obszarze obiektu poszukiwawczego W2. Na bazie wyników wykonana zostanie ewaluacja ekonomiczna obiektów pod kątem planowanych otworów poszukiwawczych. Trwają również analizy wykonania uszczelniającego zdjęcia sejsmicznego 2D dla konturów zamykających obiekt W2.

W 2021 r. na koncesji Musakhel wykonane zostanie przetwarzanie zebranych danych grawimetrycznych i magnetycznych z koncesji oraz późniejsza integracja z danymi geologicznymi z kartowania terenowego. W II połowie 2021 r. przewidziane jest przygotowanie pełnego zakresu technicznego dla prac sejsmicznych.

Ukraina

W 2021 r. planowane jest nabycie udziałów w spółce KarpatGazVydobuvannya z grupy ERU (Energy Resources of Ukraine) i rozpoczęcie działalności operacyjnej na obszarze Zachodniej Ukrainy, przy granicy z Polską.

3.2 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 CO₂ 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.

3.2.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne

Tabela 15 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego poza GK PGNiG w segmencie OiM

mln m ³	I pół. 2021		I pół. 2020		2020		2019		2018		2017	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	17 233	9 452	16 061	9 526	29 930	17 769	29 031	16 464	27 440	22 818		
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	446	126	388	133	745	261	751	262	721	671		
Razem (przeliczony na E), w tym:	17 679	9 578	16 449	9 660	30 675	18 030	29 782	16 726	28 161	23 489		
PGNiG – Sprzedaż hurtowa	9 578	9 578	9 660	9 660	18 030	18 030	16 726	16 726	16 364	13 734		
PGNiG OD – Sprzedaż detaliczna	5 462	0	4 496	0	8 198	0	7 815	0	7 868	7 245		
PST – Sprzedaż hurtowa/detaliczna	2 639	0	2 293	0	4 447	0	5 242	0	3 929	2 510		

Tabela 16 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego poza Polską poza GK PGNiG w segmencie OiM

mln m ³	I pół. 2021		I pół. 2020		2020		2019		2018		2017	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
PST	2 291	0	1 950	0	3 720	0	5 028	0	3 929	2 186		
Eksport z Polski i sprzedaż na Ukrainie	225	225	900	900	1 239	1 239	544	544	451	728		
Razem (przeliczony na E)	2 516	225	2 849	900	4 959	1 239	5 572	544	4 380	2 914		

Tabela 17 Struktura odbiorców gazu ziemnego w Polsce poza GK PGNiG w segmencie OiM

mln m ³	I pół. 2021		I pół. 2020		2020		2019	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Odbiorcy domowi	3 022	0	2 474	0	4 354	0	4 152	0
Handel, usługi, hurt	937	120	833	156	1 556	372	1 597	342
Zakłady azotowe	1 286	1 281	1 309	1 305	2 526	2 519	2 272	2 264
Elektrownie i ciepłownie	751	582	786	583	1 542	1 161	1 927	1 749
Rafinerie i petrochemia	923	919	1 170	1 163	2 412	2 400	2 020	2 013
Pozostali odbiorcy przemysłowi	2 038	372	1 794	365	3 583	692	3 182	903
Gielda	6 206	6 079	5 233	5 187	9 742	9 647	9 061	8 910
RAZEM sprzedaż w segmencie OiM poza GK PGNiG w Polsce	15 163	9 353	13 599	8 760	25 715	16 791	24 211	16 181

Tabela 18 Struktura odbiorców gazu ziemnego poza Polską poza GK PGNiG w segmencie OiM

mln m ³	I pół. 2021		I pół. 2020		2020		2019	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Odbiorcy domowi	0	0	17	0	18	0	32	0
Handel, usługi, hurt	1 168	0	902	0	1 586	0	2 677	0
Pozostali odbiorcy przemysłowi	0	0	8	0	14	0	16	0
Gielda	1 123	0	1 023	0	2 105	0	2 303	0
Eksport z Polski i sprzedaż na Ukrainie	225	225	900	900	1 239	1 239	544	544
Razem sprzedaż w segmencie OiM poza GK PGNiG	2 516	225	2 849	900	4 959	1 239	5 572	5 572

Tabela 19 Struktura odbiorców energii elektrycznej PGNiG w segmencie OiM

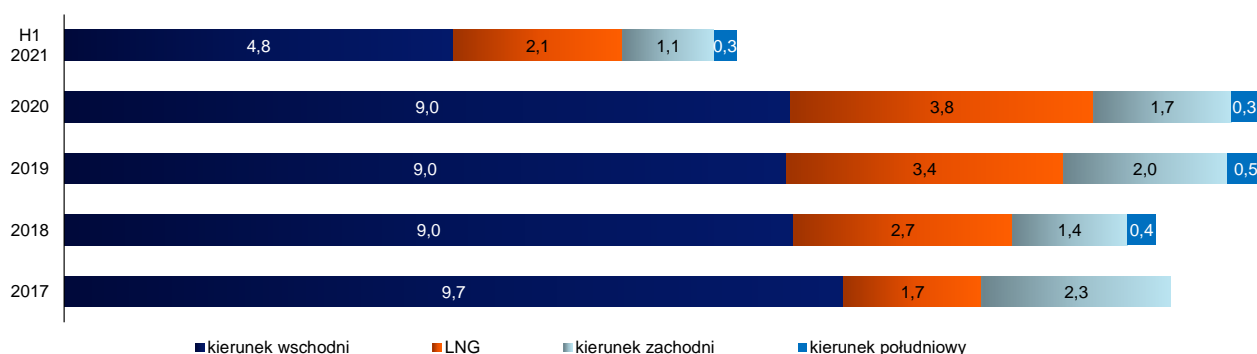
GWh	I pół. 2021	I pół. 2020	2020	2019
Odbiorcy końcowi	72	0	0	0
Przedsiębiorstwa obrotu	22	74	101	360
Rynek bilansujący	17	39	50	353
Giełda	4 966	4 278	8 875	6 713
Razem sprzedaż PGNiG	5 077	4 391	9 026	7 426

3.2.2 Obszar działalności hurtowej

Działalność hurtowa w Polsce

Import gazu

W I połowie 2021 r. zakupy gazu z importu wyniosły 90,8 TWh (8,27 mld m³). Zwiększyły się zakupy gazu z kierunku wschodniego – zakupiono o 7,7 TWh (ok. 0,70 mld m³) gazu więcej z tego kierunku względem I półrocza 2020 r. Zmalały dostawy LNG o 1,7 TWh (0,15 mld m³) natomiast wzrosły dostawy z kierunku zachodniego o 1,9 TWh (0,17 mld m³) i południowego o 0,8 TWh (0,07 mld m³) względem I półrocza 2020 r.

 Wykres 3 Dostawy gazu ziemnego do Polski z zagranicy w latach 2017-2020 i w I połowie 2021 r. w mld m³


Po zawarciu umów długoterminowych na zakup LNG w terminalach amerykańskich w latach poprzednich, w 2020 r. spółka PST wyczarterowała od norweskiego armatora Knutsen OAS Shipping dwa zbiornikowce w celu odbioru LNG zakontraktowanego w formule *free-on-board*. Nowoczesne jednostki o pojemności 174 tys. m³ każda, wejdą do użytku w 2023 r. Pozyskanie statków zwiększy elastyczność zakupów i sprzedaży LNG i jest kolejnym krokiem w rozwoju działalności tradingowej Grupy PGNiG na globalnym rynku.

Renegocjacja warunków cenowych w ramach kontraktu z OOO Gazprom Export

PGNiG prowadzi z Gazprom rozmowy na temat możliwości dalszych zmian cenowych kontraktu jamalskiego na podstawie wniosków o renegocjację warunków cenowych kontraktu jamalskiego złożonych przez PGNiG w dniu 1 listopada 2017 r. i 1 listopada 2020 r. oraz Gazprom w dniu 7 grudnia 2017 r. i 9 listopada 2020 r.

PAO Gazprom/OOO Gazprom Export złożył dwie skargi do Sądu Apelacyjnego w Sztokholmie dotyczące postępowania arbitrażowego z powództwa PGNiG przeciwko PAO Gazprom/OOO Gazprom Export w sprawie zmiany ceny kontraktowej gazu dostarczanego przez dostawcę na podstawie kontraktu jamalskiego. 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 PAO Gazprom/OOO Gazprom Export 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. – sprawa pozostaje w toku.

Dostawy gazu LNG

W I połowie 2021 r. PGNiG odebrało w sumie 18 ładunków z 1,47 mln ton LNG, tj. około 22,39 TWh lub około 1,95 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji, w tym:

- 10 ładunków w ramach kontraktów długoterminowych z Qatargas, a wolumen importu z Kataru wyniósł 0,92 mln ton, czyli około 13,98 TWh lub około 1,21 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji;
- 6 dostaw *spot*;
- 1 dostawę na bazie kontaktu średnioterminowego GK PGNiG z Centrica;
- 1 ładunek w ramach kontraktu długoterminowego zawartego z Cheniere.

Sprzedaż gazu przez PGNiG

Sprzedaż gazu wysokometanowego sieciowego PGNiG na polskim rynku w I półroczu 2021 r. wyniosła 104,7 TWh (ok. 9,5 mld m³). W porównaniu do I półrocza 2020 r., w którym sprzedaż PGNiG wyniosła 95,4 TWh (8,7 mld m³), odnotowano wzrost o 9,7%.

Sprzedaż gazu przez PST w Polsce

Na 30 czerwca 2021 r. PST dostarczało paliwo gazowe do 22 klientów (44 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, a także klienci hurtowi odbierający paliwo gazowe w punkcie wirtualnym lub fizycznym celem dalszej odsprzedaży.

Eksport

W I półroczu 2021 r. PGNiG kontynuowało sprzedaż gazu ziemnego na rynek ukraiński głównie we współpracy ze spółkami z Grupy Kapitałowej ERU i innymi wiodącymi *traderami* na tym rynku. W I półroczu 2021 r. PGNiG sprzedało na rynek ukraiński blisko 225 mln m³ (2,47 TWh) gazu ziemnego. Sprzedaż gazu odbywała się w ukraińskim systemie magazynowym w reżimie CWR (*ang. Customs Warehouse Regime* – tryb składu celnego). Spółka monitoruje możliwości rozwoju działalności na rynku ukraińskim.

Sprzedaż gazu na TGE realizowana przez PGNiG

Wolumen gazu sprzedanego przez PGNiG na TGE w I połowie 2021 r. (liczony po dacie dostawy w I półroczu 2021 r.) wyniósł 66,7 TWh (6,08 mld m³) i wzrósł w porównaniu do I półrocza 2020 r. o około 9,8 TWh.

Sprzedaż gazu LNG małej skali

W I połowie 2021 r. PGNiG kontynuowało bardzo dynamiczny rozwój swojej działalności na rynku LNG małej skali, czyli sprzedaży skroplonego gazu za pomocą transportu cysternami do zakładów lub stacji regazyfikacyjnych, które nie mają dostępu do sieci dystrybucyjnej. Systematycznie rośnie wolumen paliwa, które trafia do odbiorców końcowych w postaci skroplonej. Na dzień 30 czerwca 2021 r. w Świnoujściu załadowano 2 900 cystern LNG, podczas gdy w całym 2020 r. 3 385, a w 2019 r. - 2 306.

W okresie I półrocza 2021 r. PGNiG wprowadziło na rynek 65,5 tys. ton LNG (84 tys. ton w całym 2020 r.), z czego przez Świnoujście 51,3 tys. ton, z Odolanowa i Grodziska 9,6 tys. ton., a ze stacji przeładunku LNG w Kłajpedzie (w większości z przeznaczeniem na rynek Polski), ponad 4,6 tys. ton. Łącznie w okresie od 1 stycznia 2016 r. do 30 czerwca 2021 r. PGNiG wprowadziło na rynek 348,3 tys. ton LNG, z czego z terminala LNG w Świnoujściu 221,6 tys. ton, z Odolanowa i Grodziska 118 tys. ton oraz z Kłajpedy (od kwietnia 2020 r.) 8,7 tys. ton.

Sprzedaż energii elektrycznej

PGNiG w zakresie działalności na rynku energii elektrycznej zabezpiecza potrzeby własne energii elektrycznej oraz zajmuje się obrotem hurtowym na rynku giełdowym i pozagiełdowym (*over-the-counter*, OTC), zapewniając jednocześnie dostęp do rynku spółkom z GK PGNiG. Sprzedaż energii elektrycznej PGNiG do przedsiębiorstw obrotu i na giełdzie stanowiła w I półroczu 2021 r. ponad 90% całości sprzedaży energii elektrycznej. PGNiG realizowało również usługi bilansowania handlowego na rzecz PGNiG TERMIKA i PGNiG TERMIKA EP oraz usługę operatora handlowo-technicznego na rzecz PGNiG TERMIKA.

Perspektywy w Polsce - PGNiG

W perspektywie średnio- i długoterminowej PGNiG kierować się będzie realizacją warunków wynikających z długoterminowych kontraktów w zakresie odbioru minimalnych ilości kontraktowych (kontrakt jamalski) oraz zakontraktowanych ilości LNG – zarówno na warunkach *delivery ex-ship* (DES) w przypadku Qatargas, Cheniere, jak i FOB w przypadku Venture Global LNG, z uwzględnieniem tego, że kontrakty FOB dają PGNiG możliwość elastycznej sprzedaży LNG na rynkach zagranicznych.

Działalność hurtowa za granicą

PST

W I połowie 2021 r. w ramach transakcji giełdowych i pozagiełdowych PST sprzedało 44,4 TWh gazu dostarczanego gazociągami (w tym 7,1 TWh gazu od PGNiG UN oraz Grupy LOTOS S.A.), 7,4 TWh LNG oraz 1,0 TWh energii elektrycznej. Największym rynkiem były dostawy do i w Polsce, gdzie sprzedano 50% wolumenu, natomiast udział rynków niemieckiego i holenderskiego w sprzedaży wyniósł odpowiednio 27% i 21%.

Od 2019 r. PST rozpoczęło odbiór gazu od LOTOS Exploration & Production Norge AS na mocy umowy dotyczącej sprzedaży gazu wydobytego na koncesjach znajdujących się na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Wolumen odebranego gazu z tego kontraktu wyniósł w I połowie 2021 r. 2,8 TWh.

W I połowie 2021 r. PST podpisało kontrakt na dostawy gazu na wybrzeżu niemieckim na rok gazowy 2021 oraz kontynuuje negocjacje w sprawie średnioterminowej umowy na dostawy gazu od 2022 r. (Total Norge). Ponadto PST wygrało przetarg na sprzedaż gazu produkowanego ze złóż Duva i Nova, który będzie transportowany do Wielkiej Brytanii (Sval Energie AS).

PGNiG

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 był to istotny krok w budowie kompetencji i pozycji na rynku w Europie Środkowo-Wschodniej i basenie Morza Bałtyckiego. Od momentu rozpoczęcia działalności w dniu 1 kwietnia 2020 r. PGNiG dostarczyło do

Kłajpedy siedem ładunków drogą morską, a z terminalu wyjechało 480 autocystern z łącznym ładunkiem ponad 8,6 tys. ton LNG, w większości z przeznaczeniem na rynek polski.

Perspektywy za granicą – PST

PST będzie kontynuowało rozwój działalności w kluczowych dla strategii GK PGNiG obszarach, w tym w szczególności: w handlu LNG, przy realizacji dostaw węglowodorów z obszaru Morza Północnego i Norweskiego oraz handlu gazem na rynkach Europy Środkowo-Wschodniej.

PST planuje rozwój działalności LNG w zakresie dostaw FOB zarówno na rynku *spot*, jak i na podstawie kontraktów średnioterminowych. Rozszerzenie kompetencji handlowych i logistycznych w zakresie zarządzania tonażem LNG pozwoli na dalszy rozwój handlu LNG w ramach GK PGNiG, co ma umożliwić skuteczną optymalizację kontraktów długoterminowych począwszy od 2022 r. W celu realizacji kontraktów długoterminowych na dostawy LNG w dostawach FOB, PST zawarło umowy na czarter dwóch gazowców, które będą mogły odbierać oraz transportować zakontraktowany wolumen LNG.

Przygotowując się do rozpoczęcia dostaw gazu do Polski przez Baltic Pipe, PST zwiększyło swoją aktywność na Norweskim i Duńskim Szelfie Kontynentalnym, dzięki czemu możliwe będzie efektywne zarządzanie dostawami gazu ziemnego ze zlokalizowanych tam złóż. Ponadto PST – w ramach prowadzonej działalności na Norwskim Szelfie Kontynentalnym – rozpoczęło pozyskiwanie i sprzedaż ciekłych produktów będących pochodnymi wydobycia gazu ziemnego i powstających podczas jego przetwarzania (tzw. *natural gas liquids*, czyli m.in.: propan, butan, nafta, etan).

PST podejmuje działania w celu rozwoju aktywności w regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Szczególnie istotny dla PST jest rozwój na rynkach, które dzięki powstającej infrastrukturze gazowej, nabiorą strategicznego znaczenia dla rynku polskiego w sposób bezpośredni (Słowacja, Ukraina i Litwa) oraz pośredni (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 i na Ukrainie.

Perspektywy za granicą - PGNiG

Dzięki obecności w Kłajpedzie, PGNiG zyskuje lepszy dostęp do rynku LNG małej skali w krajach nadbałtyckich oraz zwiększa konkurencyjność swojej oferty dla odbiorców z obszaru północno-wschodniej Polski oraz Europy Środkowo-Wschodniej. Terminal LNG w Kłajpedzie, oprócz przeładunków na autocysterny, daje również możliwość bunkrowania statków. Budowanie kompetencji w tym zakresie ma w przyszłości umożliwić wykorzystanie potencjału rozbudowywanego terminalu w Świnoujściu.

3.2.3 Obszar działalności detalicznej

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) czy odbioru paliwa gazowego z użyciem przedpłatowego układu pomiarowego (dla 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. W I półroczu 2021 r. PGNiG OD stosowało następujące taryfy w zakresie obrotu paliwami gazowymi:

- Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 10 („Taryfa nr 10”) w okresie 1 stycznia 2021 r. do 30 kwietnia 2021 r. – w stosunku do poprzedniej taryfy, tj. Taryfy nr 9, ceny paliwa gazowego dla wszystkich grup taryfowych spadły o 4,5%. Stawki opłat abonamentowych pozostały bez zmian. Taryfa PGNiG OD w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 10 została zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2020 r. na okres od 1 stycznia 2021 r. do 31 grudnia 2021 r.;
- Zmiana Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 10 („Zmiana Taryfy nr 10”) w okresie od 1 maja 2021 r. do 31 grudnia 2021 r. – w stosunku do Taryfy nr 10 ceny paliwa gazowego dla wszystkich grup taryfowych wzrosły o 5,6%. Stawki opłat abonamentowych pozostały bez zmian. Zmiana Taryfy PGNiG OD w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 10 została zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 15 kwietnia 2021 r. Ceny za paliwo gazowe i stawki opłat abonamentowych zawarte w Zmianie Taryfy nr 10 obowiązywały od 1 maja 2021 r. do 31 lipca 2021 r.

Ponadto, Prezes URE – decyzją z 16 lipca 2021 r. – zatwierdził Zmianę nr 2 Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 10, która obowiązuje od 1 sierpnia 2021 r. do 31 grudnia 2021 r. W stosunku do Zmiany Taryfy nr 10 ceny paliwa gazowego dla wszystkich grup taryfowych wzrosły o 12,4%. Stawki opłat abonamentowych pozostały bez zmian.

Na koniec I półrocza 2021 r. PGNiG OD obsługiwało łącznie ponad 7 mln odbiorców gazu ziemnego z grup taryfowych 1-4 (zarówno gazu ziemnego wysokometanowego, jak i gazu ziemnego zaazotowanego) oraz ponad 31 tys. punktów poboru gazu 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 „Gaz dla Biznesu” oraz ofert specjalnych.

Sprzedaż pozostałych węglowodorów

W I połowie 2021 r. została zawarta m.in. umowa z Grupą Zakupową Bisek w zakresie sprzedaży LNG z transportem oraz z odbiorem własnym klienta, na okres od 1 lipca do 31 grudnia 2021 r. Łączny wolumen kontraktu wynosi 30 tys. ton LNG (po przeliczeniu 457 500 MWh) z przeznaczeniem głównie w transporcie ciężkim.

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

W I półroczu 2021 r. PGNiG OD rozszerzyło ofertę wprowadzonego w poprzednich latach produktu „Fotowoltaika dla Firm” o produkt skierowany do odbiorców będących konsumentami – „Fotowoltaika dla domu”.

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

Podstawą oferty gazowej są oferty promocyjne w ramach kontraktów terminowych, bazujące zarówno na stałej cenie, jak i zmiennej cenie opartej o notowania wybranych indeksów giełdowych. Klienci, którzy nie są skłonni do wiązania się ze sprzedawcą na czas określony, mogą korzystać z cennika standardowego, bezterminowego „Gaz dla Biznesu”.

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 2021 r., w związku z zaprzestaniem dostarczania paliw gazowych przez spółkę energetyczną ONICO S.A., PGNiG OD zapewniło klientom tej spółki nieprzerwane dostawy paliwa gazowego w ramach działania sprzedawcy z urzędu. Przejęci odbiorcy rozliczani są według cennika „Gaz dla Biznesu” (niekonsumenci).

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 I półrocza 2021 r. obsługiwano ponad 104 tys. punktów poboru energii. W związku z przyznaniem ochrony konsumenckiej osobom fizycznym prowadzącym działalność gospodarczą (które zawierają umowę w celach niezawodowych) na początku 2021 r. została przygotowana dedykowana oferta na energię elektryczną dla tej grupy klientów.

Z uwagi na prowadzone prace nad projektem nowelizacji prawa energetycznego zakładającego zniesienie obliża giełdowego dla rynku energii elektrycznej (ryzyko wystąpienia braku notowań, na których opierają się formuły cenowe kształtujące ceny dla poniższych produktów), od 13 kwietnia 2021 r. zostały wyłączone z ofertowania produkty oparte na cenie zmiennej (produkty indeksowe i transzowe).

Perspektywy rozwoju obrotu gazem w Polsce

Działając zgodnie z zasadami zrównoważonego rozwoju, PGNiG OD w trosce o potrzeby klientów i wyzwania środowiskowe wprowadza rozwiązania z zakresu odnawialnych źródeł energii oraz podnoszenia efektywności energetycznej. Dzięki możliwościom, jakie daje skroplony gaz LNG, PGNiG OD wspiera proces gazyfikacji kraju dostarczając paliwo do sieci wyspowych oraz rozwija ofertę dostaw LNG dla żeglugi, przemysłu i transportu (*small-scale* LNG). Spółka buduje stacje paliw CNG / LNG i wdraża produkty dodatkowe (takie jak pakiety *assistance*), współpracuje z samorządami (m.in. w ramach programu „Przełącz się na gaz”, wspierając inicjatywy zmierzające do wymiany źródeł ciepła na niskoemisyjne).

PGNiG dostrzegając wysoki potencjał segmentu *small-scale* LNG/CNG, podejmuje szereg inicjatyw, których celem jest rozwój kompetencji oraz oferty produktowej. W uchwalonej mapie drogowej „CNG&LNG” w okresie 2021-2031 zidentyfikowane zostały kluczowe projekty, których celem jest rozwój kompetencji własnych PGNiG OD w zakresie obsługi dostaw / logistyki LNG (w tym zakup cystern kriogenicznych), poszerzenie oferty związanej z bunkrowaniem poprzez zakup dedykowanych urządzeń zwiększających wydajność operacji oraz modernizacja stacji CNG.

3.2.4 Magazynowanie

GSP w ramach wykonywanej działalności posiada koncesję na magazynowanie paliwa gazowego w instalacjach magazynowych. Prowadzenie rozliczeń w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego w I półroczu 2021 r. opiera się o następujące taryfy:

- Zmianę Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2020, obowiązującą w okresie do godz. 6:00 dnia 1 stycznia 2021 r. W stosunku do poprzedniej taryfy średnie stawki za świadczenie usługi magazynowania podwyższono o 1,58%;
- Taryfę w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2021, obowiązującą w okresie od godz. 6:00 dnia 16 czerwca 2021 r. W stosunku do poprzedniej taryfy średnie stawki za świadczenie usługi magazynowania obniżono o 1,88%.

Udostępnione pojemności magazynowe

Na dzień 30 czerwca 2021 r. GSP dysponowała łącznie 3 174,8 mln m³ 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 3 139,6 mln m³ pojemności czynnych w ramach usług długoterminowych. W dniu 15 czerwca 2021 r. GSP ogłosiła udostępnienie od 1 lipca 2021 r. 17,0 mln m³ (z 30,0 mln m³ pojemności czynnej) w ramach usług krótkoterminowych na warunkach przerywanych, których udostępnienie jest zależne od warunków technicznych magazynów w kawernach solnych. Ponadto, GSP przeznaczyła 5,2 mln m³ 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 wywiązanie się z ustawowego obowiązku utrzymywania zapasu obowiązkowego. Spółka realizowała umowy na świadczenie usługi biletowej zawarte na rok gazowy 2019/2020, podpisane z 6 przedsiębiorstwami energetycznymi oraz realizuje na rok gazowy 2020/2021, zawarte z 4 przedsiębiorstwami energetycznymi. Łączny wolumen zapasów gazu utrzymywanych przez PGNiG na rzecz innych podmiotów to ponad 370 GWh gazu ziemnego w roku gazowym 2019/2020 i ponad 300 GWh gazu ziemnego w roku gazowym 2020/2021.

PGNiG w ramach usługi biletowej utrzymuje zapasy gazu w magazynach gazu, których operatorem jest GSP.

Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość w obszarze magazynowania

Zgodnie z założonym harmonogramem dla projektu „KPMG Kosakowo Budowa 5 komór klastr B” do września 2021 r. kontynuowany będzie proces budowy komór K-7 i K-10 w KPMG Kosakowo w celu uzyskania kolejnych pojemności magazynowych. Zgodnie z umową na realizację inwestycji, zakończenie wszystkich prac planowane jest w listopadzie 2021 r. Po zakończeniu budowy klastra B pojemność czynna będzie zwiększona do ok. 298 mln m³.

Ponadto GSP planuje rozszerzyć działalność w obszarze magazynowania, w szczególności energii (w postaci wodoru), wodoru, biometanu i paliw płynnych w celu poszerzenia swojej bazy klientów i zagwarantowania nowych źródeł przychodów. Oferowane usługi będą związane z przygotowaniem, realizacją i nadzorem inwestycji w zakresie budowy podziemnych magazynów energii i paliw płynnych, a następnie oferowania pojemności magazynowych.

3.3 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 PSG, która jako operator systemu dystrybucyjnego prowadzi działalność gospodarczą na terenie wszystkich województw. Spółka ma dominujący udział w rynku, należy do niej większość krajowej sieci dystrybucyjnej oraz przyłączy.

3.3.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne

Tabela 20 Wolumen dystrybucji gazów

mln m ³ w jednostkach naturalnych	I pół. 2021	I pół. 2020	2020	2019	2018	2017
Razem wolumen dystrybucji gazów, w tym:	7 349	6 192	11 570	11 531	11 747	11 645
gaz wysokometanowy (E)	6 459	5 460	10 194	9 976	9 918	9 797
gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	646	560	1 061	1 048	971	989

Tabela 21 Długość sieci dystrybucyjnych

tys. km	I pół. 2021	I pół. 2020	2020	2019	2018	2017
Długość sieci dystrybucyjnych	198	192,5	195	191	186	183

W I półroczu 2021 r. zgazyfikowano 3 nowe gminy, a stopień pokrycia geograficznego pod kątem liczby zgazyfikowanych gmin wyniósł 67,34% (1 668 z 2 477).

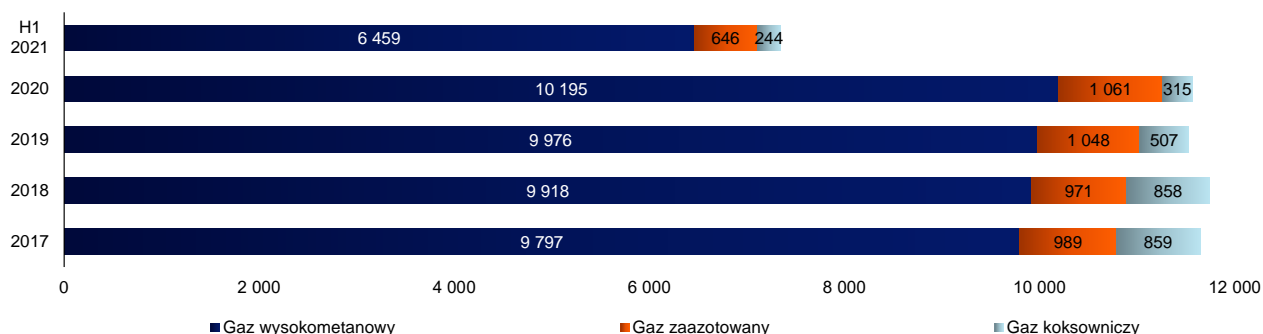
3.3.2 Działalność w I półroczu 2021 r.

W I półroczu 2021 r. PSG zawarła 4 umowy dystrybucyjne oraz 1 międzyoperatorską umowę dystrybucyjną. PSG realizuje działania, które w I półroczu 2021 r. zaowocowały zawarciem ponad 68,5 tys. umów przyłączeniowych, w wyniku których zostanie wybudowanych 76,7 tys. przyłączy do sieci gazowej. Do końca I półrocza 2021 r. wydano także prawie 145,4 tys. warunków przyłączeniowych (o 30 % więcej niż w roku poprzednim) i wybudowano 60,8 tys. sztuk przyłączy o łącznej długości 584,5 km.

W I półroczu 2021 r. PSG odebrała 12 stacji regazyfikacji LNG stanowiących wyspowe źródła zasilania. W okresie sprawozdawczym, PSG uzyskała 19 koncesji na skraplanie i regazyfikację osiągając łącznie liczbę 70 koncesji. Wolumen dystrybucji gazu z wykorzystaniem wyspowych stacji regazyfikacji LNG za okres styczeń – czerwiec 2021 r. wyniósł 112 GWh (wzrost o około 35% rok do roku), a liczba pojedynczych zleceń dystrybucji: 21 821 (wzrost o około 4% r/r).

Ponadto, w I połowie 2021 r., w 12,6 tys. punktów wyjścia z systemu dystrybucyjnego, odbiorcy dokonali zmiany sprzedawcy paliwa gazowego.

Wykres 4 Ilość gazu przesyłanego systemem dystrybucyjnym w latach 2017-2020 oraz w I połowie 2021 r w mln m³



W I półroczu 2021 r. odnotowano o około 1,16 mld m³ wyższy wolumen dostarczonego gazu w porównaniu do tego samego okresu w 2020 r. przy niższej średniej temperaturze o -1,6°C rok do roku. Na 30 czerwca 2021 r. długość sieci eksploatowanych przez PSG, z przyłączami, wyniosła 198,2 tys. km, a liczba odbiorców ponad 7,3 mln.

Istotnym zdarzeniem mającym wpływ na realizację obowiązków operatorskich PSG było zawarcie umów kompleksowych dostarczania paliwa gazowego w imieniu i na rzecz odbiorców końcowych ze sprzedawcą rezerwowym (tj.: ENEFIT Sp. z o.o.) na 7 punktach wyjścia oraz ze sprzedawcą z urzędu (tj.: PGNiG OD) na 496 punktach wyjścia. Było to związane z zaprzestaniem dostarczania paliw gazowych przez ONICO Energia sp. z o.o. S.K.A. do odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

Działalność PSG jest silnie 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 2021 r. obowiązywały poniższe taryfy:

- Taryfa Nr 8, od 3 kwietnia 2020 r. do 31 stycznia 2021 r., skutkująca wzrostem średniej stawki za usługę dystrybucji o 3,5% w stosunku do wcześniej obowiązującej;
- Taryfa Nr 9, od 1 lutego 2021 r. do 31 grudnia 2021 r., skutkująca wzrostem średniej stawki za usługę dystrybucji o 3,6% w stosunku do wcześniej obowiązującej.

Łączne nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucji w I półroczu 2021 r. wyniosły ok. 1,3 mld zł. PSG przeznaczyła ponad 900 mln zł na rozbudowę sieci i przyłączanie nowych odbiorców, a także ok. 340 mln zł na przebudowę i modernizację sieci gazowej, z czego ok. 120 mln zł na wymianę i legalizację gazomierzy oraz elementów układów pomiarowych.

3.3.3 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 (PSG bierze udział m.in. 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 w celu 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 (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia 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.

Dostrzegany jest 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”. Tym samym PSG w I półroczu 2021 r. kontynuowała w formule projektowej wieloaspektowe analizy w zakresie przygotowania infrastruktury gazowej do dystrybucji gazów odnawialnych. Prowadziła konsultacje z istotnymi interesariuszami (Ministerstwo Klimatu i Środowiska, URE, operatorzy systemów gazowych, producenci komponentów infrastruktury gazowej, przedsiębiorcy wytwarzający biogaz zainteresowani transportem biometanu siecią gazową, przedstawiciele środowiska naukowego) dotyczące zmian obowiązujących aktów prawnych oraz nowych rozwiązań przygotowanych przez zespół projektowy mających na celu stymulację rozwoju polskiego rynku biometanu. Spółka aktywnie uczestniczy także w inicjatywach koordynowanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska takich jak: ustanowienie partnerstwa na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu oraz zawarcie porozumienia sektorowego czy ustanowienie partnerstwa na rzecz budowy gospodarki wodorowej i zawarcia sektorowego porozumienia wodorowego.

Ponadto PSG angażuje się we współpracę z GK PGNiG i podmiotami z sektora paliwowego w celu 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.

3.4 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).

3.4.1 Kluczowe wskaźniki operacyjne

Tabela 22 Wolumeny sprzedaży regulowanej ciepła z produkcji poza GK PGNiG w segmencie Wytwarzanie

TJ	I pół. 2021	I pół. 2020	2020	2019	2018	2017
Razem wolumen sprzedaży ciepła z produkcji	23 545	22 837	38 940	39 263	40 659	42 611
w PGNiG TERMIKA	21 862	21 412	36 495	36 880	38 290	40 037
w PGNiG TERMIKA EP	1 683	1 425	2 445	2 383	2 369	2 574

Tabela 23 Wolumeny sprzedaży energii elektrycznej z produkcji łącznie w segmencie Wytwarzanie

GWh	I pół. 2021	I pół. 2020	2020	2019	2018	2017
Razem wolumen sprzedaży energii elektrycznej z produkcji	1 838	2 019	3 638	3 948	3 974	3 882
w PGNiG TERMIKA	1 598	1 855	3 202	3 493	3 535	3 593
w PGNiG TERMIKA EP	240	164	436	455	439	289

3.4.2 Działalność w I półroczu 2021 r.

PGNiG TERMIKA posiada koncesje na: wytwarzanie energii elektrycznej, wytwarzanie ciepła, przesył ciepła, obrót energią elektryczną. W I połowie 2021 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 13 sierpnia 2020 r. Od 1 czerwca 2021 r. obowiązują nowe stawki ciepła w zakresie wytwarzania – na mocy przeprowadzonej procedury korekty taryfy i uzyskania decyzji Prezesa URE 10 maja 2021 r. Taryfy obowiązujące w I połowie 2021 r.:

- od 1 września 2020 r. do 31 sierpnia 2021 r. – skutkująca wzrostem średnich cen o 3,21%;
- od 1 czerwca 2021 r. do 31 sierpnia 2021 r. – korekta taryfy skutkująca wzrostem średnich cen na wytwarzaniu o 9,03%.

PGNiG TERMIKA EP posiada koncesje na: wytwarzanie energii elektrycznej, wytwarzanie ciepła, przesyłanie i dystrybucję ciepła, obrót ciepłem, obrót energią elektryczną oraz dystrybucję energii elektrycznej. W I połowie 2021 r. obowiązywały m.in.:

- taryfa dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA EP skutkująca wzrostem średnich cen o 11,64% oraz usług dystrybucyjnych skutkująca wzrostem średnich cen o 3,64%;
- taryfa dla usług dystrybucyjnych energii elektrycznej.

W 2021 r. PGNiG TERMIKA dostarczało ciepło do dwóch sieci miejskich: w Warszawie, będącej własnością Veolia Energia Warszawa S.A. oraz własnej, położonej na terenie Pruszkowa, Piastowa i Michałowic. 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 z umowy przesyłowej i rozliczanych wg osobnej grupy taryfowej (OKW) PGNiG TERMIKA.

W dniu 21 kwietnia 2021 r. PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysł sp. z o.o. podpisała z Miejskim Przedsiębiorstwem Energetyki Ciepłej w Przemysłu sp. z o.o. wieloletnią umowę dzierżawy Ciepłowni Zasanie w Przemysłu. Realizacja projektu w połączeniu z budowaną elektrociepłownią spowoduje przejście kontroli nad wszystkimi jednostkami wytwórczymi zasilającymi miejską sieć ciepłowniczą w Przemysłu. Średnia roczna produkcja Ciepłowni Zasanie wynosi ponad 550 TJ. Przejęcie Ciepłowni Zasanie powinno nastąpić w III kwartale 2021 r. Planuje się wystąpienie do samorządów i spółek miejskich z propozycją współpracy w modelu biznesowym zastosowanym w Przemysłu, tj. zawieranie wieloletnich umów dzierżawy majątku ciepłowniczego.

3.4.3 Perspektywy rozwoju i wyzwania na przyszłość

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 2021 r. PGNiG TERMIKA planuje także kontynuować prace związane z realizacją ważnych inwestycji, tym m.in.: budowy bloku gazowo-parowego oraz kotłowni szczytowej w EC Żerań, przygotowaniem budowy jednostki wielopaliwowej o mocy 75 MWe oraz bloku gazowo-parowego w EC Siekierki. Ponadto planowane nakłady inwestycyjne w obszarze nakładów środowiskowych obejmą w 2021 r. m.in: dostosowanie C Kawęczyn do konkluzji BAT, program dostosowania kotłów fluidalnych do Konkluzji BAT w EC Żerań, modernizację EC Pruszków, program dostosowania emitora 5 do nowych emisji pyłu w EC Siekierki.

PGNiG TERMIKA zamierza także realizować program inwestycyjny, uwzględniający modernizację istniejących aktywów wytwórczych, ukierunkowany na budowę nowych, wysokosprawnych i efektywnych kosztowo mocy wytwórczych przy zastosowaniu nisko- i zeroemisyjnych technologii dostosowanych do zaostrzających się wymagań środowiskowych. Będą prowadzone działania rozszerzające obszar działalności spółki oraz projekty B+R+I dotyczące wykorzystania wodoru w energetyce, budowę akumulatorów energii elektrycznej oraz zwiększenia wykorzystania odnawialnych źródeł energii w jednostkach wytwórczych.

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

Do zadań stojących przed PGNiG TERMIKA EP w 2021 r. należą przede wszystkim kontynuowanie 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 oraz chłód. PGNiG TERMIKA EP podejmuje także działania w kierunku znaczącego poszerzenia rynku ciepłowniczego m.in. w zakresie sprzedaży całorocznej ciepłej wody użytkowej, w szczególności w miastach Jastrzębie-Zdrój, Rybnik i Żory. W dłuższej perspektywie przedsiębiorstwo dostrzega ogromny potencjał instalacji termicznego przekształcania odpadów (ITPO), w związku z czym prowadzone są analizy tego zagadnienia.

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

- realizację planu inwestycyjnego zapewniającego dostosowanie majątku wytwórczego do obecnych i przyszłych wymagań środowiskowych;
- zwiększenie wolumenu sprzedaży i dystrybucji ciepła, który będzie efektem akwizycji aktywów ciepłowniczych i rozwoju działalności wytwórczej na terenie całego kraju;
- zwiększenie wolumenu sprzedaży energii elektrycznej poprzez realizację inwestycji ukierunkowanych na budowę nowych, efektywnych kosztowo mocy wytwórczych oraz modernizację istniejących źródeł przy zastosowaniu nisko i zero emisyjnych technologii.

3.5 Badania, rozwój i innowacje

W Centrali PGNiG działalność w obszarze badań i rozwoju oraz innowacji (identyfikacja rozwiązań, rozwój, wdrożenia/komercjalizacja), w tym współpracę z jednostkami naukowo-badawczymi oraz kwestie praw własności intelektualnej nadzoruje Departament Badań i Innowacji. Jednostkami merytorycznymi w tym obszarze są Departament Badań i Innowacji, Departament Rozwoju Biznesu oraz Oddziały PGNiG – m.in. Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze (CLPB).

3.5.1 Działalność w I półroczu 2021 r.

Departament Badań i Innowacji

W I półroczu 2021 r. nadzorowano przebieg 136 przedsięwzięć badawczo-rozwojowo-innowacyjnych (B+R+I). Na projekty B+R+I oraz z zakresu identyfikacji i poszukiwania węglowodorów w GK PGNiG wydano na 30 czerwca 2021 r. łącznie ok. 165 mln zł, w tym: w spółkach GK PGNiG: ok. 72 mln zł, w PGNiG: ok. 93 mln zł (w tym ok. 8 mln zł na projekty B+R+I oraz ok. 85 mln zł w ramach Oddziału Geologii i Eksploatacji na projekty z zakresu identyfikacji i poszukiwania węglowodorów).

W ramach Wspólnego Przedsięwzięcia INnowacyjne GAZownictwo (WP INGA) zorganizowanego we współpracy z NCBiR i GAZ-SYSTEM S.A. kontynuowano realizację 4 projektów badawczo-rozwojowych z obszaru: „Poszukiwanie, wydobywanie węglowodorów oraz produkcja paliw gazowych” wybranych w I Konkursie WP INGA. W ramach II Konkursu WP INGA wyłoniono kolejne 2 projekty, jeden z obszaru „Podziemne magazynowanie węglowodorów” i jeden z obszaru „Poszukiwanie, wydobywanie węglowodorów oraz produkcja paliw gazowych”. Projekty są realizowane przy dofinansowaniu NCBiR. Celem WP 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.

Do najważniejszych nowych działań Departamentu Badań i Innowacji w I półroczu 2021 r. należy uruchomienie 10 czerwca „Programu Cyfryzacji”. Łączny budżet objętych Programem Cyfryzacji przedsięwzięć to 137 mln zł. Celem programu jest maksymalizacja korzyści osiągniętych w wyniku synergii, podejmowanych w GK PGNiG inicjatyw rozłożonych w czasie oraz mających wspólny punkt odniesienia – innowacje cyfrowe. Głównym założeniem inicjatywy jest również identyfikacja obszarów w GK PGNiG, gdzie wdrożenie rozwiązań opartych na nowych technologiach i cyfryzacji pozwoli na szybkie osiągnięcie korzyści oraz

wpracowanie standardów i procesów identyfikacji, ewaluacji i implementacji takich rozwiązań w działalności biznesowej spółek GK PGNiG. Program będzie realizowany w kilku transzach; pierwsza zakłada realizację 11 projektów, w tym:

- Smartfield – środowisko dla dynamicznego modelu złoża; realizowany przez PGNiG OGIE;
- Meteo – centralne repozytorium danych meteorologicznych; realizowany przez PGNiG OOH;
- Wolumen – długoterminowy model zużycia gazu wysokometanowego; realizowany przez PGNiG OOH;
- Lead Gen – optymalna lokalizacja pod inwestycje fotowoltaiczne i gazowe; realizowany przez PGNiG OD;
- Drony – wykorzystanie dronów do monitoringu infrastruktury; realizowany przez PGNiG Serwis;
- Paszportyzacja – przeniesienie rzeczywistości na reprezentację cyfrową; realizowany przez PGNiG Departament Badań i Innowacji;
- Predictive Maintenance – modele predykcyjno-analityczne; realizowany przez PGNiG TERMIKA;
- SORGE – zarządzanie danymi dot. wolumenów energii elektrycznej; realizowany przez PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona;
- SDDC – chmura wewnętrzna PSG; realizowany przez PSG;
- Aplikacja na smartfon – odczyt gazomierzy przez klientów dla grup taryfowych 1-2; realizowany przez PSG;
- Chmura IT – chmura wewnętrzna PGNiG; realizowany przez PGNiG Departament Informatyki.

W ramach programu wodorowego „Hydrogen – a Clean Fuel for the Future. Budowanie kompetencji wodorowych w GK PGNiG” (HCF4F) kontynuowano w I kwartale 2021 r. realizację projektów: InGrid, P2G – wyspowa sieć badawcza pozwalająca na dodawanie zielonego wodoru do gazu ziemnego oraz sprawdzenie wpływu wodoru na infrastrukturę gazową sieci dystrybucyjnej oraz New Fuel Lab – rozszerzenie laboratoryjnych kompetencji CLPB o działalność analityczną jakości paliw alternatywnych. W kwietniu 2021 r. uruchomiono w Biuletynie Informacji Publicznej (BIP) ogłoszenie przetargu na wykonawcę prac adaptacyjnych laboratorium w ramach CLPB. W przypadku projektu „Hydra Tank. Budowa badawczej stacji tankowania wodorem”, w związku z brakiem możliwości realizacji przedsięwzięcia w terminie oraz lokalizacji ujętej w umowie, która zgodnie z regulacjami obowiązującymi w PGNiG została zawarta w trybie przewidzianym Prawem Zamówień Publicznych, po dokonaniu dodatkowych analiz, w tym prawnych, podjęta została decyzja, że najlepszym z punktu widzenia spółki rozwiązaniem jest zakończenie umowy z wykonawcą. Wspólnie z GSP realizowany jest projekt H2020 budowy podziemnych magazynów wodoru z wykorzystaniem kawern solnych.

W I półroczu 2021 roku dokonano również inwentaryzacji realizowanych w GK PGNiG projektów wodorowych oraz wskazano obszary gospodarki wodorowej, w których powinny zostać uruchomione nowe projekty. Konsekwencją zrealizowanych działań będzie aktualizacja programu wodorowego w III kwartale 2021 r. oraz dołączenie co najmniej 3 nowych projektów. Program „Hydrogen – a Clean Fuel for the Future. Budowanie kompetencji wodorowych w GK PGNiG” wpisuje się w realizację Strategii GK PGNiG na lata 2017-2022. Celem programu jest rozpoczęcie implementacji (pilotaże / demonstracje) technologii wodorowych w poszczególnych obszarach działalności GK PGNiG, w tym przede wszystkim: dystrybucji, magazynowania i produkcji, na podstawie zidentyfikowanych kompetencji technologicznych oraz nowych doświadczeń, nabywanych na drodze uruchamianych sukcesywnie projektów badawczo-rozwojowych i innowacyjnych. Program ma również na celu zaangażowanie zespołu specjalistów ze wszystkich obszarów działalności GK PGNiG, w których można zidentyfikować biznesowe uzasadnienie do wdrożenia technologii wodorowych. Współpraca pomiędzy interesariuszami z różnych obszarów działań firmy przy tworzeniu jednego, spójnego łańcucha wartości, przyczyni się do zaangażowania oraz zwiększenia odpowiedzialności za rozwój i wzrost innowacyjności GK PGNiG, obniży koszty realizacji przedsięwzięć, poprawi rentowność potencjalnych inwestycji oraz polepszy alokację kapitałów (finansowego, rzeczowego i ludzkiego).

W I połowie 2021 r. PGNiG aktywnie działał w Stowarzyszeniu Hydrogen Europe oraz Sojuszu European Clean Hydrogen Alliance (ECH2A). Są to kluczowe platformy do szerokiej współpracy przy tworzeniu całego wodorowego łańcucha wartości, które mają umożliwić zbudowanie w ciągu trzech dekad wodorowego ekosystemu w Europie.

W I półroczu 2021 r. realizowano projekt AQUA, którego celem jest zbadanie możliwości produkcji energii geotermalnej z istniejących (negatywnych) otworów naftowych oraz weryfikacja opłacalności wykorzystania otworów kończących eksploatację węglowodorów do pozyskania energii geotermalnej.

W 2021 r. kontynuowano także systemowe podejście do pozyskiwania finansowania preferencyjnego dla przedsięwzięć z obszaru badań, rozwoju i innowacji w GK PGNiG. Pracowano zgodnie z przyjętymi schematami postępowania porządkującymi kwestie identyfikacji programów pomocowych, podziału odpowiedzialności przy ubieganiu się o środki preferencyjne i komunikacji zewnętrznej z resortami. Opracowano projekt „Procedury Pozyskiwania Finansowania Zewnętrznego w GK PGNiG”, dzięki któremu spółki GK PGNiG na bieżąco mogą weryfikować źródła finansowania w bieżącej i przyszłej perspektywie finansowej UE oraz podejmować działania aplikacyjne dla najciekawszych projektów badawczo-rozwojowych oraz innowacyjnych i inwestycyjnych.

W I kwartale 2021 r. PGNiG złożył dwa wnioski o dofinansowanie projektów, tj.:

- „Badanie zintegrowanego układu produkcji zielonego wodoru, mieszania z gazem ziemnym i przesyłania poprzez system badawczej sieci dystrybucyjnej w Oddziale PGNiG Odolanów celem przygotowania krajowej infrastruktury gazowej do transformacji energetycznej (InGrid)” złożony w ramach programu „Szybka ścieżka” (NCBiR);
- „Podziemne magazynowanie wodoru w kawernach solnych jako kluczowy element bezpieczeństwa energetycznego niekomisyjnej gospodarki” w ramach mechanizmu *Important Projects of Common European Interest* (IPCEI) złożony do Ministerstwa Rozwoju, Pracy i Technologii (etap krajowy), który następnie będzie składany do Komisji Europejskiej.

Dodatkowo w ramach Konkursu NCBiR „M-ERA.NET3 Call 2021”, PGNiG został konsorcjantem/partnerem przemysłowym wniosku o dofinansowanie projektu budowy polskiej technologii detektorów wodoru. Koordynatorem wniosku jest Politechnika Śląska. Ponadto PGNiG TERMIKA złożyła w marcu 2021 r. do Ministerstwa Rozwoju, Pracy i Technologii – w ramach konkursu na projekty z obszaru technologii i systemów wodorowych w ramach mechanizmu IPCEI – propozycję projektu pod nazwą „Innowacyjny system do produkcji zielonego wodoru przy wykorzystaniu bloku kogeneracyjnego w EC Siekierki i jego zagospodarowania w transporcie”.

Kontynuowano również aktywności w ramach Komitetu ds. Strategicznych Projektów Obszaru Badań, Rozwoju i Innowacji GK PGNiG. Komitet stanowi ważne forum strategicznych działań w obszarze B+R+I, wymiany wiedzy i dyskusji dla osiągnięcia synergii w kluczowych obszarach działalności. W GK PGNiG wskazano łącznie 48 przedsięwzięć wiodących, z czego 23 realizowane są w PGNiG.

Departament Rozwoju Biznesu

W I połowie 2021 r. w Departamencie Rozwoju Biznesu realizowano przedsięwzięcia rozwojowe, skupiające się na następujących, kluczowych obszarach: Odnawialne Źródła Energii, Paliwa Alternatywne, Efektywność Energetyczna oraz Centrum Startupowe InnVento.

OZE

W obszarze OZE w I półroczu 2021 r. kontynuowano wdrożenie przygotowanej wcześniej koncepcji wejścia PGNiG w obszar prosumenckiego rynku fotowoltaiki (projekt „Fotowoltaika Biznes”), co ma na celu wzbogacenie oferty PGNiG dla klientów indywidualnych i instytucjonalnych. W ramach projektu „Fotowoltaika Instalacje” (polegającego na zabudowanie instalacji PV na majątku własnym PGNiG) działają już pierwsze instalacje fotowoltaiczne, a kolejne są w trakcie przygotowania.

Zintensyfikowano działania zmierzające do zbudowania i eksploatacji portfela odnawialnych źródeł energii elektrycznej – w segmencie fotowoltaiki, oprócz rozwoju instalacji fotowoltaicznych na terenach własnych, analizowano projekty akwizycyjne farm fotowoltaicznych oraz przygotowywano projekty wielkopowierzchniowych farm fotowoltaicznych zgodnie z opracowaną koncepcją biznesową. W segmencie farm wiatrowych analizowano projekty akwizycyjne farm wiatrowych gotowych do wybudowania oraz działających farm wiatrowych.

Paliwa Alternatywne

W obszarze Paliw Alternatywnych podjęto następujące działania:

- podczas realizacji II etapu projektu Magellan przygotowano dokumentację oraz uruchomiono postępowanie zakupowe na urządzenie do bunkrowania MTTs (*Multiple Truck-to-Ship*, technologia multiplikująca, zwiększająca wolumen i prędkość bunkrowania);
- w ramach projektu Gepard przeanalizowano różne możliwości realizacji przedsięwzięcia budowy stacji LNG i CNG, wybrano modele rekomendowane przez doradcę oraz zostały przeprowadzone rozmowy dotyczące współpracy przy realizacji;
- w projekcie bioLNG TANK zweryfikowano założenia modelu ekonomicznego poprzez analizę rynku CO₂, ustalenie przedziału cenowego zakupu biogazu, nawiązano współpracę z inwestorem w biogazownię rolniczą oraz przeprowadzono dialog techniczny z producentami instalacji do wytwarzania bioLNG.

Efektywność Energetyczna

Na podstawie przyjętej koncepcji biznesowej dla rozwiązań i produktów rynku usług okołoenerygetycznych, opracowanej w projekcie ESCO w 2020 r., uruchomiony został międzypółkowy projekt STOP SMOG realizowany przez zespół projektowy PGNiG oraz PGNiG OD, którego celem jest osiągnięcie korzyści ekonomicznych poprzez intensyfikację sprzedaży nowych produktów i usług okołoenerygetycznych dla klienta indywidualnego. Dodatkowo realizacja projektu przyczyni się do poprawy wizerunku GK PGNiG jako podmiotu aktywnie wspierającego walkę ze smogiem. Przygotowano uruchomienie w lipcu 2021 r. pilotażowego programu pn. „Prosto po czyste powietrze” dedykowanemu wsparciu mieszkańców województwa śląskiego i podkarpackiego w otrzymaniu dotacji w sztanowym programie NFOŚiGW „Czyste Powietrze”.

PGNiG pomyślnie przeszło proces certyfikacji Systemu Zarządzania Energią wg wymagań normy ISO:50001:2018. Wydany certyfikat zachowa ważność do marca 2023 r.

Do uruchomionego Programu Poprawy Efektywności Energetycznej dołączyły kolejne dwa projekty – w Odolanowie oraz jednej z kopalni gazu ziemnego w Oddziale PGNiG w Sanoku.

Centrum Startupowe InnVento

W I połowie 2021 r. aktywność InnVento koncentrowała się na współpracy z akceleratorem HugeTech, operatorem programu akceleracyjnego IDEA Global, współfinansowanego ze środków publicznych (działanie 2.5 POIR Programy akceleracyjne). Zawarto również analogiczną umowę o współpracy z Krakowskim Parkiem Technologicznym, operatorem programu akceleracyjnego KPT ScaleUp. W ramach tej współpracy PGNiG może realizować projekty pilotażowe z wyłoniętymi startupami w obszarach działalności, które zostały zidentyfikowane jako perspektywiczne dla wdrożenia technologii pochodzących od małych firm technologicznych.

Kamieniem milowym dla uregulowania zasad prowadzenia projektów pilotażowych było przyjęcie „Zasady współpracy ze startupami w Grupie Kapitałowej PGNiG”, który to dokument w sposób kompleksowy uregulował metodykę realizacji pilotaży we współpracy ze spółkami w grupie kapitałowej.

W I połowie 2021 r. w PGNiG zostały zawarte umowy na 3 pilotaże w następujących obszarach:

- budowa prototypu aplikacji wspierającej zarządzanie podatnościami systemów informatycznych (*vulnerability management*);
- demonstrator (PoC) rozwiązania umożliwiającego docelowo świadczenie profesjonalnej usługi automatycznego bilansowania energii elektrycznej pochodzącej z rozproszonych instalacji wytwórczych, także poprzez umożliwienie zarządzania rozproszonymi odbiornikami energii elektrycznej;
- wykonanie modeli predykcyjnych kotła gazowego, ich weryfikacja na podstawie danych historycznych oraz wdrożenie demonstracyjne dla PGNiG TERMIKA.

Ponadto zidentyfikowano kilka kolejnych rozwiązań technologicznych, które będą analizowane pod kątem testowego wdrożenia w GK PGNiG, tj.:

- wytworzenie aplikacji o nazwie LeadGen (generator leadów – potencjalnych klientów - do sprzedaży produktów i usług, zarówno gazowych, jak i pozagazowych (instalacje PV) dla PGNiG OD;
- wykorzystanie rdzeni kolb kukurydzy w procesie produkcji energii, ciepła oraz CO₂ do zastosowań przemysłowych, jako nowego źródła odnawialnej energii dla PGNiG TERMIKA;
- video/chatboty dla pracowników PGNiG OD.

3.5.2 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, realizację i przekazanie do komercjalizacji kolejnych projektów badawczo-rozwojowych, aktywne pozyskiwanie projektów innowacyjnych oraz ich wdrażanie do działalności Grupy PGNiG, dostosowanie modelu organizacyjnego działań B+R+I w GK PGNiG do zmieniającej się sytuacji rynkowej oraz celów strategicznych Grupy. 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 2021 r.):

- umocnienie pozycji GK PGNiG w obszarze technologii wodorowych m.in. poprzez przygotowanie aktualizacji Programu Wodorowego GK PGNiG i na jej podstawie inicjowanie kolejnych projektów oraz poszerzanie kompetencji z zakresu paliw alternatywnych;
- uruchomienie instalacji PV z magazynem energii w Odolanowie;
- przeprowadzenie projektu pilotażowego łączącego technologię skanowania 3D z funkcjonalnością paszportyzacji urządzeń / infrastruktury;
- uruchamianie kolejnych projektów z zakresu Programu Cyfryzacji zdefiniowanych w pierwszej transzy projektów;
- kontynuacja projektów B+R wyłoniętych w ramach I i II Konkursu WP INGA;
- przekazanie do wdrożenia / komercjalizacji rezultatów zakończonych projektów badawczo-rozwojowych;
- zintensyfikowanie działań aplikacyjnych o fundusze pomocowe dla projektów B+R+I oraz inwestycyjnych w GK PGNiG;
- wdrożenie „Procedury Pozyskiwania Finansowania Zewnętrznego w GK PGNiG” uzgodnionej ze spółkami GK a następnie wdrożenie jej w GK PGNiG;
- opracowanie metodyki zarządzania projektami B+R+I.

Horyzont średnioterminowy (w latach 2022-2023) gdzie planowane i podejmowane będą następujące działania:

- rozwój i ekspansja na rynku technologii wodorowych, w tym m.in.: magazynowanie energii PtG, magazynowanie oraz dystrybucja wodoru;
- uruchomienie kolejnych transz Programu Cyfryzacji obejmujących projekty 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;
- 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 2021 r. podejmowane będą działania związane przede wszystkim ze sprawnym wdrożeniem nowych produktów biznesowych w GK PGNiG, w oparciu o przygotowane wcześniej koncepcje biznesowe, plany wdrożeń i modele finansowe. Sukcesywnie będą także identyfikowane i rozwijane nowe przedsięwzięcia.

OZE

W II połowie 2021 r. roku zakłada się kontynuację rozwoju OZE w ramach rozpoczętych działań i projektów, jak również dalszą sukcesywną identyfikację i analizę potencjalnych nowych projektów / ofert biznesowych związanych z OZE.

Paliwa Alternatywne

Do końca 2021 r. zaplanowana jest dalsza realizacja II etapu projektu Magellan, który przewiduje wybór dostawcy infrastruktury do bunkrowania, podpisanie umowy oraz zatwierdzenie projektu urządzenia MTTs. Planowane jest także uruchomienie postępowania publicznego na dostawę instalacji parametryzująco-skrapającej w projekcie bioLNG oraz sformalizowanie współpracy z dostawcą biogazu.

Efektywność Energetyczna

Działania planowane w obszarze Efektywności Energetycznej:

- sukcesywnie w ramach projektu Stop SMOG zostanie przygotowana oferta wstępna dla klienta indywidualnego wykorzystująca doświadczenia z programu pilotażowego „Prosto po czyste powietrze”;
- sukcesywnie będą poszukiwane i realizowane projekty w ramach Programu Poprawy Efektywności Energetycznej w GK PGNiG w celu pozyskiwania świadectw efektywności energetycznej umożliwiających spółce rozliczenie się z obowiązków określonych w ustawie o efektywności energetycznej.

Centrum Startupowe InnVento

W II połowie 2021 r. planowane jest zawarcie kolejnych umów związanych z realizacją projektów pilotażowych/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 oraz kluczowych spółkach z Grupy, jak również działania wspomagające efektywne zarządzanie tego typu projektami w GK PGNiG. Planuje się również nawiązać współpracę z zewnętrznym akceleratorem, dzięki któremu w kolejnym roku będzie można pozyskać do współpracy startupy zagraniczne.

Dodatkowo, we współpracy z CLPB zostanie zorganizowany konkurs na rozwiązanie technologiczne, w ramach którego zamierza się pozyskać ofertę na opracowanie skutecznej, wysokoefektywnej ekonomicznie i technologicznie metody - w postaci urządzenia lub czujnika - pomiaru stężenia wodoru w gazie ziemnym, gwarantującej dokładność, powtarzalność wyników i stabilność przy jednoczesnej szybkiej i poprawnej detekcji.

4. Sytuacja finansowa Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG w I półroczu 2021 r.

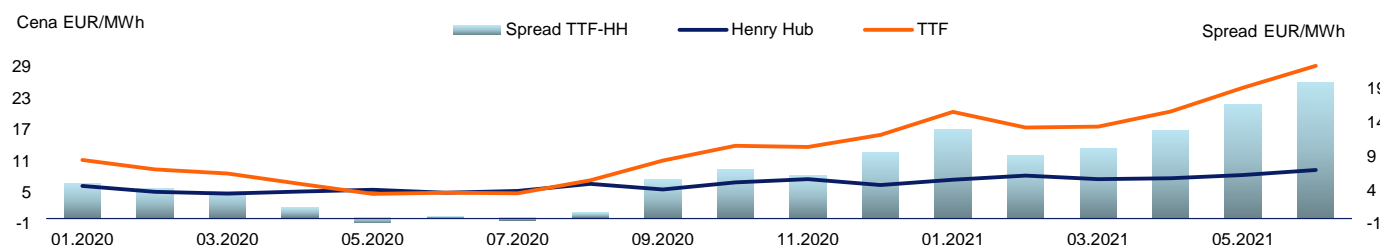
4.1 Sytuacja makroekonomiczna

4.1.1 Tendencje na rynku gazu ziemnego

Ceny gazu w Europie i na świecie

W I połowie 2021 r. ceny gazu ziemnego w Europie oraz LNG w Stanach Zjednoczonych odnotowały silny wzrost w stosunku do cen z I półrocza 2020 r. Średnia cena gazu ziemnego na holenderskim hubie TTF z dostawą na kolejny miesiąc wynosiła w tym czasie 21,65 EUR/MWh, po wzroście o +186% w porównaniu do analogicznego okresu 2020 r. Porównując te same okresy średnia cena gazu ziemnego na Henry Hub wzrosła o 2,48 EUR/MWh tj. 44,5% do poziomu 8,06 EUR/MWh. Tym samym, w I półroczu 2021 r. średni *spread* między tym dwoma obszarami handlu zwiększył się o około +577% tj. o 11,59 EUR/MWh i wyniósł w I półroczu 2021 r. średnio 13,60 EUR/MWh. Największą różnicę cen odnotowano w czerwcu 2021 r. i wynosiła ona 19,90 EUR/MWh.

Wykres 5 Średnie miesięczne fronth month gazu ziemnego na hubach Henry Hub i TTF w 2020 r. oraz I półroczu 2021 r. (ang. fronth month – kontrakt z datą wykonania w następnym miesiącu)

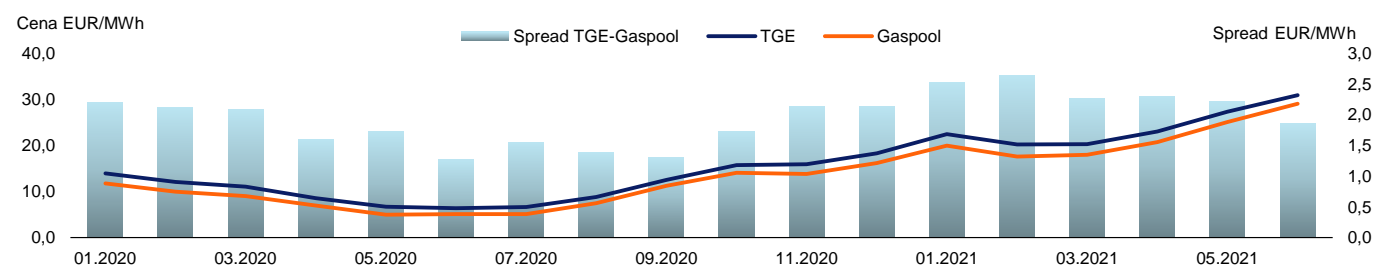


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych NYMEX oraz ICE. Notowania kontraktu ang. fronth month – kontrakt z datą wykonania w następnym miesiącu

Ceny gazu w Polsce

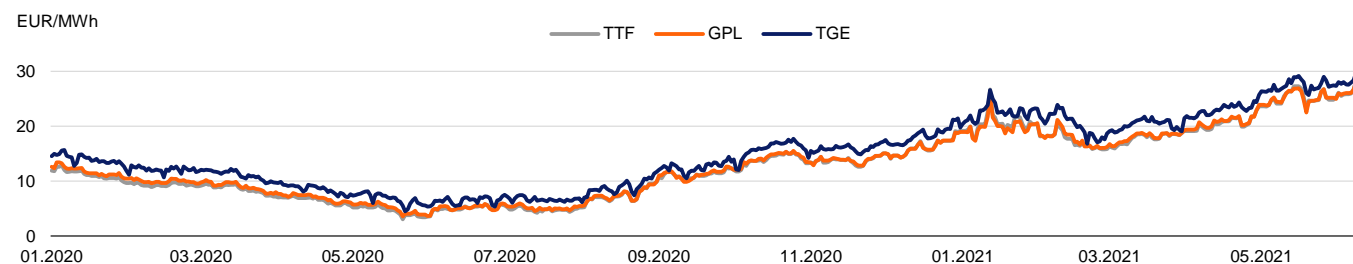
W I połowie 2021 r. średnia cena gazu na rynku *spot* w Polsce wyniosła 109,23 PLN/MWh, po wzroście r/r o +66,26 PLN/MWh (czyli o +154%). Ceny gazu były silnie skorelowane z cenami gazu w Niemczech oraz rynkach europejskich. Średni *spread* pomiędzy cenami *spot* (dla produktu *day ahead*) na TGE oraz na GASPOOL w I półroczu 2021 r. wyniósł 2,30 EUR/MWh.

Wykres 6 Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego w Polsce i w Niemczech w 2020 r. oraz w I półroczu 2021 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz EEX.

Wykres 7 Cena gazu ziemnego spot na giełdzie TGE, TTF i GPL w 2020 r. i w I półroczu 2021 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz EEX.

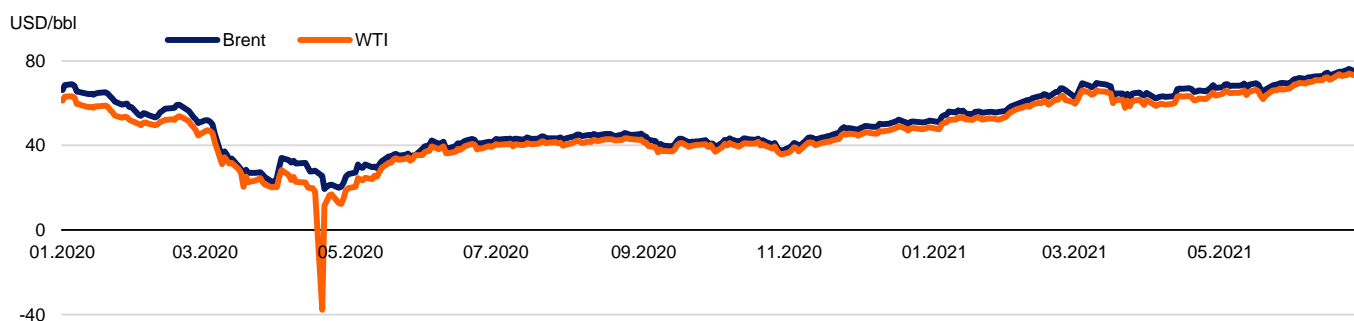
Sytuacja na rynku gazu ziemnego w Europie i na świecie ma przełożenie na wyniki finansowe Grupy głównie ze względu na jej wpływ na segmenty Poszukiwanie i Wydobywanie oraz Obrót i Magazynowanie zarówno po stronie kosztowej, jak i przychodowej.

4.1.2 Tendencje na rynku ropy naftowej

W I połowie 2021 r. ceny ropy naftowej odnotowały silne wzrosty w stosunku do cen z I półrocza 2020 r. W analizowanym okresie średnia cena baryłki ropy Brent z dostawą na kolejny miesiąc wynosiła 65,24 USD, po wzroście o +55% w porównaniu z analogicznym okresem 2020 r. W przypadku gatunku WTI średnia cena baryłki z dostawą na kolejny miesiąc wzrosła o +67,5% do poziomu 62,16 USD.

W I kwartale 2021 r. sentyment na rynku ropy wspierały oczekiwania dynamicznego odbicia globalnej gospodarki oraz w konsekwencji szybkiego odbudowania się popytu na ropę. Takie oczekiwania wspierały m.in. rewizje w górę prognoz makroekonomicznych dla największych światowych gospodarek oraz przyspieszająca akcja szczepień przeciw COVID-19 w krajach rozwiniętych. W kolejnych miesiącach odczyty makroekonomiczne potwierdziły scenariusz dynamicznego odbicia globalnej gospodarki, co przekładało się na silniejszy od oczekiwań spadek zapasów ropy w USA, co przy utrzymywaniu przez kraje OPEC+ ograniczeń wydobycia, przekładało się na dalsze wzrosty cen ropy w II kwartale 2021 r.

Wykres 8 Cena ropy Brent i WTI, kontrakt Month Ahead kontrakt w 2020 i I półroczu 2021 r. (ang. month ahead – kontrakt z datą wykonania w następnym miesiącu)



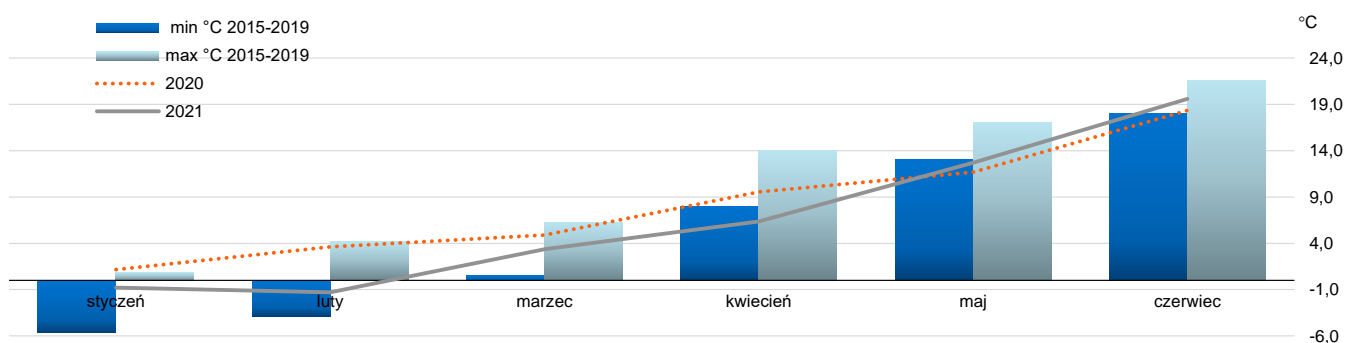
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z ICE oraz NYMEX. Notowania kontraktu ang. month ahead – kontrakt z datą wykonania w następnym miesiącu.

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 Wydobycie (głównie sprzedaż ropy naftowej wydobywanej w Norwegii) oraz koszt pozyskania gazu z importu w segmencie Obrót i Magazynowanie.

4.1.3 Średnie miesięczne temperatury

W I kwartale 2021 r. odnotowano istotnie niższą średnią temperaturę (o -2,8°C) w porównaniu do tego samego okresu w 2020 r. Z kolei II kwartał 2020 r. był porównywalny rok do roku (średnio temperatura w II kwartale 2021 r.: 12,9°C, a w II kwartale 2020 r.: 13,2°C).

Wykres 9 Średnie miesięczne temperatury*



* Punkt referencyjny pomiaru temperatury: Rzeszów.

Źródło: Opracowanie własne.

Wskaźnik jest istotny dla GK PGNiG ze względu na jego wpływ na wyniki operacyjne segmentów Obrót i Magazynowanie, Dystrybucja i Wytwarzanie.

4.2 Sytuacja finansowa GK PGNiG w I półroczu 2021 r.

Tabela 24 Wybrane dane finansowe GK PGNiG w I półroczu w latach 2018-2021

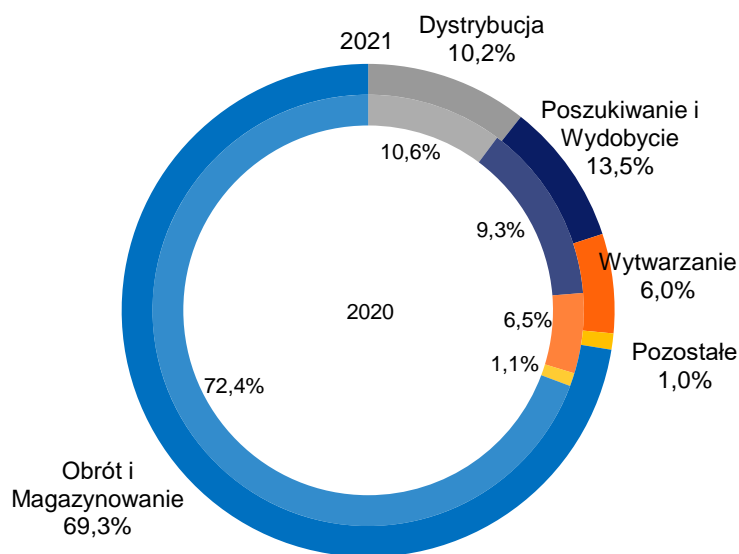
Dane dotyczące skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2021	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2020	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2019	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2018
Przychody ze sprzedaży	24 985	21 038	22 624	20 886
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	5 195	9 352	3 126	4 300
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	3 417	7 656	1 675	2 974
Zysk przed opodatkowaniem	3 336	7 327	1 732	3 087
Zysk netto akcjonariuszy jednostki dominującej	2 434	5 920	1 312	2 270
Zysk netto	2 434	5 920	1 311	2 270
Łączne całkowite dochody przypadające akcjonariuszom jednostki dominującej	2 371	5 597	1 600	2 284
Łączne całkowite dochody	2 371	5 597	1 599	2 284
Przeplwy pieniężne netto z działalności operacyjnej	4 750	6 679	3 988	4 596
Przeplwy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(2 878)	(2 938)	(2 280)	(1 741)
Przeplwy pieniężne netto z działalności finansowej	(1 065)	(3 119)	(2 527)	(2 376)
Przeplwy pieniężne netto	807	622	(819)	479
Zysk na akcję podstawowy i rozwodniony	0,42	-	0,18	-

4.2.1 Omówienie danych finansowych GK PGNiG

Rachunek zysków i strat

Przychody działalności operacyjnej

Wykres 10 Przychody ze sprzedaży w podziale na segmenty działalności w I półroczu 2020 r. oraz I półroczu 2021 r.



PiW: wzrost przychodów ze sprzedaży gazu r/r o +1 302 mln zł (+117%) oraz przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu o +394 mln zł (+57% r/r).

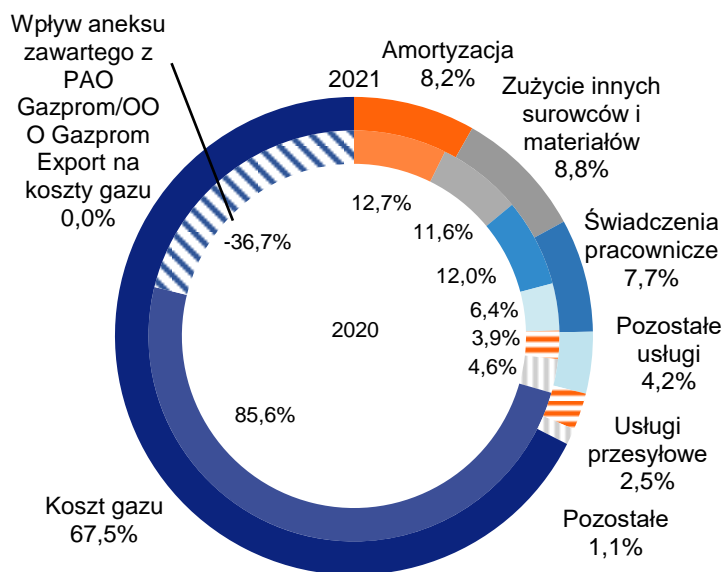
OiM: wzrost przychodów ze sprzedaży gazu E i Ls/Lw (z uwzgl. korekty sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających) o +18% r/r (+2 611 mln zł).

Dystrybucja: wyższe o +20% r/r (449 mln zł) przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej w Polsce przy wyższej o 3,6% taryfie dystrybucyjnej.

Wytwarzanie: wyższe przychody ze sprzedaży ciepła o +20% r/r (+156 mln zł) przy niższej o -1,6°C średniej temperaturze r/r i wyższych wolumenach sprzedaży ciepła o +3% (o +707 GJ); niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o -7% r/r (-34 mln zł) przy niższym wolumenie sprzedaży o -9% (o -181 GWh).

Koszty działalności operacyjnej

Wykres 11 Podział kosztów operacyjnych w I półroczu 2020 r. oraz I półroczu 2021 r.



Wzrost kosztów operacyjnych ogółem o 61% r/r z uwagi na fakt pomniejszenia w I półroczu 2020 r. kosztów operacyjnych dot. gazu na skutek ujęcia wpływu rozliczenia wynikającego z zawarcia aneksu do kontraktu jamalskiego w kwocie 5 689 mln zł (ok. 4 915 mln zł dotyczy kosztów gazu w latach 2014-2019) oraz dodatniego wyniku na różnicach kursowych z wyceny bilansowej wzajemnych rozliczeń (ok. 300 mln zł).

Wzrost zużycia innych surowców i materiałów o 352 mln zł r/r (+23%), w tym energii elektrycznej na cele handlowe o 344 mln zł r/r (+43%).

Wzrost kosztów z tytułu świadczeń pracowniczych o 50 mln zł/r (+3%) głównie na skutek wzrostu świadczeń pracowniczych w segmencie Dystrybucji (40 mln zł).

Koszty 8 odwiertów negatywnych i sejsmiki wyniosły -425 mln zł w I pół. 2021 r. vs -78 mln zł (4 odwierty negatywne) w I pół. 2020 r.

Rozwiązanie odpisu na majątek trwały w I półroczu 2021 r. na poziomie +542 mln zł wobec zawiązania odpisu w I pół. 2020 r. na poziomie -854 mln zł.

Wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu na poziomie +0,5 mln zł. W I pół. 2020 rozwiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie +363 mln zł.

Amortyzacja w I półroczu 2021 r. na poziomie -1 778 mln zł, w Norwegii -246 mln zł.

EBIT i EBITDA

Zysk z działalności operacyjnej EBIT w I półroczu 2021 r. wyniósł 3 417 mln zł i był o 4 239 mln zł niższy r/r, co było związane głównie ze zmniejszonymi kosztami operacyjnymi z tytułu zmiany ceny w aneksie do kontraktu jamalskiego w I półroczu 2020 r. Podobny wpływ odnotowano w przypadku zysku operacyjnego bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA), który r/r był niższy o 4 157 mln zł (osiągnął wartość 5 195 mln zł w I półroczu 2021 r.).

Koszty finansowe netto i wynik netto

Koszty finansowe netto w I półroczu 2021 r. wyniosły -87 mln zł i obejmowały głównie odsetki od zobowiązań z tytułu leasingu (-40 mln zł), pozostałe koszty finansowe netto (-73 mln zł) oraz różnice kursowe (+26 mln zł).

Po uwzględnieniu wyniku z inwestycji wycenianych metodą praw własności na poziomie 6 mln zł oraz podatku dochodowego w kwocie -902 mln zł, zysk netto Grupy za I półrocze 2021 r. wyniósł 2 434 mln zł.

Szczegółowe informacje 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 **Raporcie Okresowym Grupy Kapitałowej PGNiG za I półrocze zakończone 30 czerwca 2021 r.**

Sprawozdanie z sytuacji finansowej GK PGNiG

Bilans na 30 czerwca 2021 r. wykazuje sumę bilansową w wysokości 68 636 mln zł, która jest wyższa od wartości na koniec 2020 r. o 5 765 mln zł, czyli ok. 9%.

Aktywa

Największą pozycję aktywów GK PGNiG stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których wartość na 30 czerwca 2021 r. wyniosła 43 998 mln zł i była o 1 433 mln zł (+3%) wyższa od stanu na 31 grudnia 2020 r., z czego istotny wzrost (908 mln zł, czyli +4% w odniesieniu do 31 grudnia 2020 r.) odnotowano na poziomie pozycji „Budynki i budowle”.

Aktywa obrotowe GK PGNiG na 30 czerwca 2021 r. wyniosły 20 817 mln zł i były o 4 189 mln zł (+25%) wyższe niż na koniec 2020 r. przy wyższym poziomie pochodnych instrumentów finansowych o 1 953 mln zł (+149%) oraz zapasów o 381 mln zł (+14%).

Kapitał własny i zobowiązania

Podstawowym źródłem finansowania aktywów GK PGNiG jest kapitał własny, którego wartość na 30 czerwca 2021 r. wynosiła 46 303 mln zł, co oznacza wzrost o 2 178 mln zł (+5%) w relacji do 30 grudnia 2020 r. Na zmianę poziomu kapitałów własnych wpływ miała przede wszystkim wartość zysku zatrzymanego (wzrost o 2 434 mln zł).

Stan zobowiązań długoterminowych na 30 czerwca 2021 r. wyniósł 12 138 mln zł i był wyższy od poziomu z 31 grudnia 2020 r. o 472 mln zł (+4%). Zmiana poziomu zobowiązań długoterminowych wynika m.in. ze wzrostu na poziomie pochodnych instrumentów finansowych (o 531 mln zł, czyli +186% w porównaniu do stanu na 31 grudnia 2020 r.).

Na 30 czerwca 2021 r. GK PGNiG posiadała zobowiązania krótkoterminowe na poziomie 10 195 mln zł, co oznacza wzrost o 3 115 zł (+44%) w relacji do końca 2020 r. Podobnie jak w przypadku zobowiązań długoterminowych wzrost spowodowany był wyższym poziomem pochodnych instrumentów finansowych (o 2 148 mln zł, tj. +193% w relacji do 31 grudnia 2020 r.).

Szczegółowe informacje na temat skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej dostępne są w [Raporcie Okresowym Grupy Kapitałowej PGNiG za I półrocze zakończone 30 czerwca 2021 r.](#)

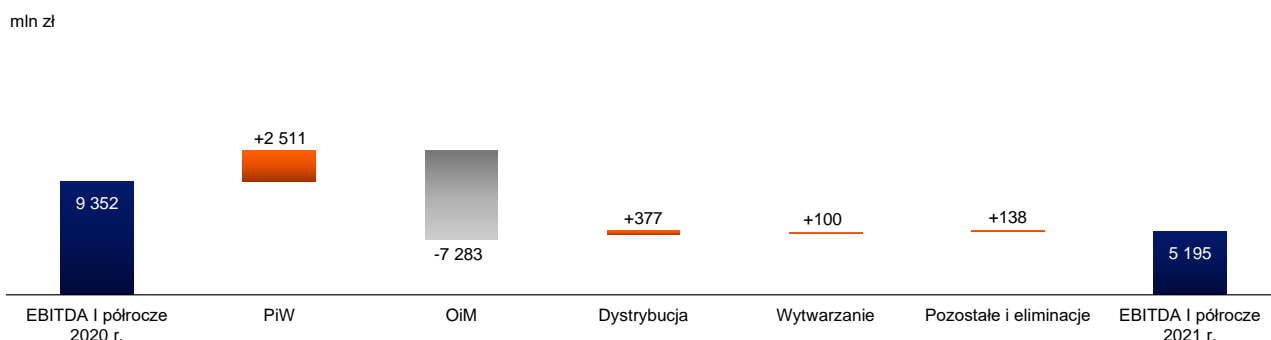
Sprawozdanie z przepływów pieniężnych GK PGNiG

W I półroczu 2021 r. odnotowano przepływy pieniężne z działalności operacyjnej w wysokości +4 750 mln zł, niższe o 1 929 mln zł w porównaniu do I półrocza 2020 r. Spadek spowodowany był przede wszystkim mniej korzystną niż w poprzednim roku relacją cen zakupu i sprzedaży gazu. Na stabilnym poziomie – w porównaniu z I półroczem 2020 r. – utrzymały się przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej (-2 878 mln zł w I półroczu 2021 r. vs -2 938 mln zł w I półroczu 2020 r.). Przepływy pieniężne z działalności finansowej wyniosły -1 065 mln zł, w rezultacie znacznie niższych niż w I półroczu 2020 r. wydatków z tytułu zadłużenia (-1 077 mln zł na koniec I półrocza 2021 r. w porównaniu do -3 400 mln zł na koniec I półrocza 2020 r.).

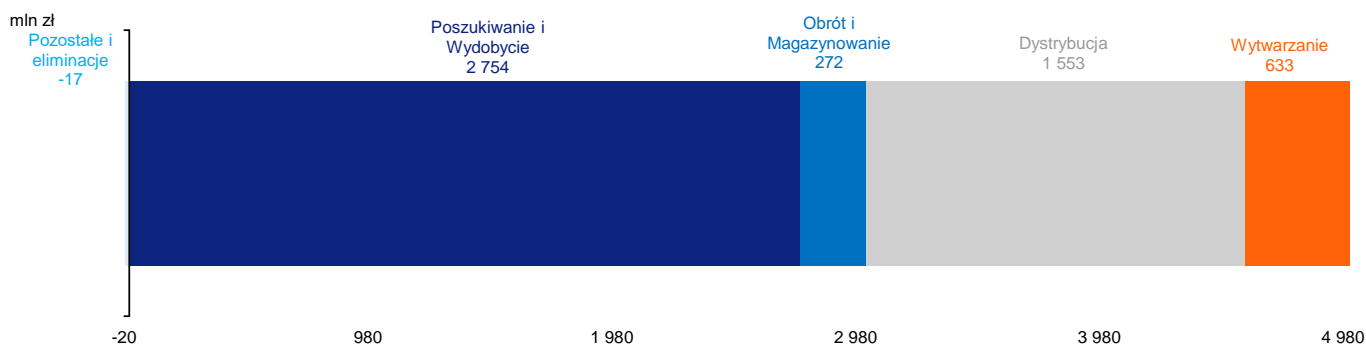
Szczegółowe informacje na temat skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej dostępne są w [Raporcie Okresowym Grupy Kapitałowej PGNiG za I półrocze zakończone 30 czerwca 2021 r.](#)

4.2.2 Omówienie wyników segmentów

Wykres 12 Zmiany EBITDA pomiędzy I półroczem 2020, a I półroczem 2021



Wykres 13 EBITDA w I półroczu 2021 r. w podziale na segmenty



Poszukiwanie i Wydobywanie (PIW)

Tabela 25 Wyniki finansowe w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie w I półroczu latach 2018-2021 (bez uwzględnienia korekt konsolidacyjnych)

	I pół. 2021	I pół. 2020	I pół. 2019	I pół. 2018
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG	1 742	1 327	1 564	1 831
Przychody ze sprzedaży między segmentami	2 049	794	1 428	1 829
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:	3 791	2 121	2 992	3 660
gaz wysokometanowy, zaazotowany i LNG	2 412	1 110	1 772	2 147
ropa naftowa, kondensat i NGL	1 085	691	965	1 256
usługi geofizyczne, geologiczne, wiertnicze, serwisowe	122	117	99	127
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	2 754	243	1 990	2 567
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	2 174	-353	1 450	2 046

Tabela 26 Koszty operacyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie w I półroczu w latach 2018-2021 (bez uwzględnienia korekt konsolidacyjnych)

	I pół. 2021	I pół. 2020	I pół. 2019	I pół. 2018
Koszty ogółem, w tym:	-1 617	-2 474	-1 542	-1 614
zużycie surowców i materiałów	-141	-150	-173	-177
świadczenia pracownicze	-442	-450	-409	-397
usługi przesyłowe	-102	-107	-114	-138
pozostałe usługi	-334	-299	-297	-301
podatki i opłaty	-221	-175	-113	-108
pozostałe przychody i koszty operacyjne	-127	-34	68	-147
koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	190	268	249	240
koszt odwertów negatywnych	-425	-78	-23	-376
koszt spisanych aktywów dot. poszukiwania i oceny zasobów mineralnych - sejsmika	0	0	-1	0
odpis aktualizujący wartość składników majątku trwałego	565	-853	-189	311
amortyzacja	-580	-596	-540	-521

- wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (+57% r/r, o 394 mln zł) przy spadku wolumenu sprzedaży w Polsce (o -13% r/r) i wzroście w Norwegii (o +7% r/r) oraz o +58% r/r wyższej średniej ceny ropy naftowej;
- wolumeny wydobywania ropy naftowej i NGL w Norwegii niższe o -2% r/r na poziomie 283 tys. ton;
- pozycja overlift / underlift w Norwegii w I półroczu 2021 r. – wpływ wyceny na wynik w I półroczu 2021 r. na poziomie -36 mln zł. W I półroczu 2020 r. odnotowano wpływ wyceny pozycji overlift / underlift na wynik w wysokości +43 mln zł;
- wzrost przychodów ze sprzedaży gazu wysokometanowego i zaazotowanego (+118%, o 1,3 mld zł) przy wzroście wolumenu wydobywania łącznie o +7% w całej GK PGNiG i wyższych o: +153% r/r cenach gazu Rynku Dnia Następnego na Towarowej Giełdzie Energii oraz +186% r/r cenach gazu TTF wyrażonych w euro;
- spisane koszty odwertów negatywnych i sejsmiki: -425 mln zł w I półroczu 2021 r. wobec -78 mln zł w I półroczu 2020 r.;
- rozwiązanie odpisów na majątek trwały na poziomie +565 mln zł w I półroczu 2021 r. wobec zawiązania odpisu na poziomie -853 mln zł w I półroczu 2020 r.

Tabela 27 Nakłady inwestycyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie w I półroczu 2021 oraz 2020 r.

w mln PLN	I pół. 2021 r.	I pół. 2020 r.	I pół. 2019 r.	I pół. 2018 r.
Poszukiwanie i Wydobywanie, w tym:	876	1 364	687	560
Norwegia	427	874	164	142
Pakistan	24	67	35	30
Libia	1	1	2	4

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

Obrót i Magazynowanie (OiM)

Tabela 28 Wyniki finansowe w segmencie Obrót i Magazynowanie w I półroczu w latach 2018-2021 (bez uwzględnienia korekt konsolidacyjnych)

	I pół. 2021	I pół. 2020	I pół. 2019	I pół. 2018
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG	19 134	16 312	17 688	15 528
Przychody ze sprzedaży między segmentami	325	125	189	242
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:	19 459	16 437	17 877	15 770
gaz wysokometanowy, zaazotowany, LNG, CNG, korekta na transakcjach zabezpieczających	17 656	14 969	16 577	14 588
energii elektrycznej	1 617	1 381	1 204	1 061
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	272	7 555	-233	-29
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	162	7 443	-332	-122

Tabela 29 Koszty operacyjne w segmencie Obrót i Magazynowanie w I półroczu w latach 2018-2021 (bez uwzględnienia korekt konsolidacyjnych)

	I pół. 2021	I pół. 2020	I pół. 2019	I pół. 2018
Koszty ogółem, w tym:	-19 297	-8 994	-18 209	-15 892
koszt gazu	-16 538	-7 323	-16 223	-14 194
zużycie surowców i materiałów	-1 639	-1 345	-1 190	-1 051
świadczenia pracownicze	-194	-192	-164	-169
usługi przesyłowe	-97	-82	-82	-74
pozostałe usługi	-360	-386	-367	-339
podatki i opłaty	-29	-37	-29	-27
pozostałe przychody i koszty operacyjne	-335	111	6	-28
koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	5	9	8	23
amortyzacja	-110	-112	-99	-93

- wzrost kosztów ogółem w segmencie o +215% r/r z uwagi na pomniejszenie w I półroczu 2020 r. kosztów operacyjnych na skutek ujęcia w kosztach gazu wpływu rozliczenia wynikającego z zawarcia aneksu do kontraktu jamalskiego w kwocie 5 689 mln zł (ok. 4 915 mln zł dotyczy kosztów gazu w latach 2014-2019) oraz ujęcia dodatniego wyniku na różnicach kursowych z wyceny bilansowej wzajemnych rozliczeń (ok. 300 mln zł) w I półroczu 2020 r.;
- wzrost przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego łącznie w segmencie (z uwzględnieniem wpływu transakcji zabezpieczających) o +18% r/r, czyli o 2,7 mld zł;

- wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń odniesionych w wynik finansowy, w tym: ujętych w przychody ze sprzedaży gazu w wysokości -360 mln zł w I półroczu 2021 r. (+990 mln zł w I półroczu 2020 r.) oraz ujętych w zapasie gazu jako zwiększenie kosztu pozyskania w wysokości +239 mln zł (w -283 mln zł w I półroczu 2020 r.);
- wyższy wolumen importu gazu do Polski r/r z kierunku wschodniego (I pół. 2021 r.: 4,82 mld m³ vs I pół. 2020 r.: 4,12 mld m³) oraz z kierunku zachodniego (I pół. 2021 r.: 1,41 mld m³ vs I pół. 2020 r.: 1,16 mld m³); niższy wolumen importu LNG (I pół. 2021 r.: 2,04 mld m³ vs I pół. 2020 r.: 2,19 mld m³);
- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej łącznie: 1,62 mld zł, wzrost o +17%, czyli o 236 mln zł przy jednoczesnym zwiększeniu kosztów energii na cele handlowe o 288 mln zł (+22% r/r);
- wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu na poziomie nieprzekraczającym 1 mln zł w I półroczu 2021 r. W I półroczu 2020 r. rozwiązanie odpisu na poziomie +363 mln zł;
- wpływ zawiązania rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej: -151 mln zł w I półroczu 2021 r. wobec -124 mln zł w I półroczu 2020 r.

Nakłady inwestycyjne poniesione na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w I półroczu 2021 r. w segmencie Obrót i Magazynowanie wyniosły 16 mln zł.

Dystrybucja

Tabela 30 Wyniki finansowe w segmencie Dystrybucja w I półroczu w latach 2018-2021 (bez uwzględnienia korekt konsolidacyjnych)

	I pół. 2021	I pół. 2020	I pół. 2019	I pół. 2018
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG	2 820	2 374	2 449	2 547
Przychody ze sprzedaży między segmentami	48	39	23	140
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:	2 868	2 413	2 472	2 687
dystrybucja gazu	2 731	2 282	2 262	2 380
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	1 553	1 176	1 124	1 384
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	958	649	632	927

Tabela 31 Koszty operacyjne w segmencie Dystrybucja w I półroczu w latach 2018-2021 (bez uwzględnienia korekt konsolidacyjnych)

	I pół. 2021	I pół. 2020	I pół. 2019	I pół. 2018
Koszty ogółem, w tym:	-1 910	-1 764	-1 825	-1 760
zużycie surowców i materiałów	-90	-27	-104	-183
świadczenia pracownicze	-743	-703	-740	-607
usługi przesyłowe	-339	-330	-323	-316
pozostałe usługi	-114	-102	-103	-121
podatki i opłaty	-431	-384	-359	-395
pozostałe przychody i koszty operacyjne	242	158	131	184
koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	160	151	150	136
odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	2	-1	5	1
amortyzacja	-595	-527	-492	-457

- wyższy wolumen dystrybuowanego gazu o +19%, czyli 1,16 mld m³ sięgający 7,35 mld m³ osiągnięty przy niższej o -1,6°C średniej temperaturze r/r;
- przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej wyższe o 449 mln zł (+20% r/r) przy wyższym poziomie taryfy od 1 lutego 2021 r. (ok. +3,6% w porównaniu do wcześniej taryfy);
- saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: -35 mln zł w I półroczu 2021 r. wobec +17 mln zł rok wcześniej.

Nakłady inwestycyjne poniesione na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w I półroczu 2021 r. w segmencie Dystrybucja wyniosły 1 328 mln zł.

Wytwarzanie

Tabela 32 Wyniki finansowe w segmencie Wytwarzanie w I półroczu w latach 2018-2021 (bez uwzględnienia korekt konsolidacyjnych)

	I pół. 2021	I pół. 2020	I pół. 2019	I pół. 2018
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG	1 238	963	873	888
Przychody ze sprzedaży między segmentami	448	514	537	377
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:	1 686	1 477	1 410	1 265
ciepło	946	790	741	743
energia elektryczna	536	560	553	393
dystrybucja ciepła	50	41	40	40
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	633	533	462	466
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	173	101	158	246

Tabela 33 Koszty operacyjne w segmencie Wytwarzanie w I półroczu w latach 2018-2021 (bez uwzględnienia korekt konsolidacyjnych)

	I pół. 2021	I pół. 2020	I pół. 2019	I pół. 2018
Koszty ogółem, w tym:	-1 513	-1 376	-1 252	-1 019
zużycie surowców i materiałów	-693	-622	-620	-533
świadczenia pracownicze	-120	-114	-110	-105
usługi obce	-101	-88	-85	-83
podatki i opłaty	-39	-34	-34	-45
pozostałe przychody i koszty operacyjne	-100	-86	-99	-34
koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	0	0	0	1
odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	0	0	0	0
amortyzacja	-460	-432	-304	-220

- niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o -7% r/r na poziomie 472 mln zł przy niższym wolumenie sprzedaży o -0,18 TWh (-9% r/r);
- wyższe przychody ze sprzedaży ciepła (+20% r/r) na poziomie 946 mln zł przy niższej średniej temperaturze i wyższych wolumenach sprzedaży (+3% r/r);
- stabilne koszty zakupu węgla na poziomie 476 mln zł w I półroczu 2021 r. (474 mln zł w I półroczu 2020 r.);

Nakłady inwestycyjne poniesione na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w I półroczu 2021 r. w segmencie Wytwarzanie wyniosły 406 mln zł.

4.2.3 Przewidywana sytuacja finansowa oraz tendencje na rynku kluczowych produktów

Przewidywana sytuacja finansowa GK PGNiG

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 Wydobywanie 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 Wydobywanie. Długoterminowe prognozy cen węglowodorów mają znaczący wpływ na prognozowane przepływy pieniężne z majątku produkcyjnego i w konsekwencji na konieczność aktualizacji wartości aktywów trwałych.

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. Efektem konkurencyjnej walki o klienta są m.in. programy rabatowe kierowane do klientów oraz zmiany warunków cenowych na rynkowe. Powyższe czynniki mogą wpłynąć na obniżenie rentowności segmentu Obrót i Magazynowanie poprzez zmniejszenie uzyskiwanych marż na sprzedaży.

Należy jednak dodać, iż spółki GK PGNiG realizują inicjatywy poprawiające efektywność ich funkcjonowania. Podjęte inicjatywy dotyczą m.in. optymalizacji kosztów działalności, co w pozytywny sposób przełoży się na wyniki realizowane przez GK PGNiG.

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 CO₂ 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.

4.2.4 Publikacja prognoz wyników finansowych i operacyjnych

Spółka nie publikuje prognoz wyników finansowych.

W dniu 27 stycznia 2021 r. Spółka opublikowała prognozę wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej w latach 2021-2023.

Tabela 34 Prognoza wydobycia gazu ziemnego w latach 2021-2023*

mld m ³	2021	2022	2023
Polska	3,8	3,8	4
Zagranica, w tym:	1,2	1,4	1,3
- Norwegia	0,9	1,1	1
- Pakistan	0,3	0,3	0,3
Razem	5	5,2	5,3

* W przeliczeniu na gaz wysokometanowy o ciepłe spalania 39,5 MJ/m³.

Wydobycie gazu ziemnego w Polsce powinno utrzymać się w najbliższych latach na stabilnym poziomie. Spodziewane mniejsze wydobycie gazu w 2021 r. wynika z wydłużenia realizacji procesów inwestycyjnych spowodowanych sytuacją pandemiczną, a w 2022 r. – wydłużony przestój kopalni Lubiatów. W 2023 r. prognozuje się wzrost wydobycia w związku z zakończeniem zadań inwestycyjnych obejmujących zagospodarowanie nowych złóż i podłączenie nowych odwiertów.

Niższe prognozy produkcji gazu w Pakistanie wynikają z opóźnienia budowy instalacji technicznych oraz lokalnego zamrożenia gospodarki z powodu pandemii. Wzrost produkcji gazu w Norwegii w latach 2021-2023 spowodowany jest akwizycją złóż Kvitebjørn i Valemon oraz planowanym uruchomieniem produkcji ze złóż Snadd Outer, Duva i pozostałych otworów na strukturze Ærfugl.

Tabela 35 Prognoza wydobycia ropy naftowej wraz z kondensatem i NGL w latach 2021-2023

tys. ton	2021	2022	2023
Polska	667	612	616
Zagranica, w tym:	633	918	771
Norwegia	633	918	771
Razem	1 300	1 530	1 387

Zakładany poziom produkcji ropy w 2021 r. wynika, m.in. z przesunięcia zadania inwestycyjnego związanego z zagospodarowaniem złoża Kamień Mały z 2020 r. na 2022 r. oraz spadkiem produkcji ropy z kopalni Lubiatów. Mniejsze spodziewane wolumeny wydobycia w latach 2022-2023 związane są z planowanym wydłużonym przestojem kopalni Lubiatów wskutek jej rozbudowy i przyłączenia odwiertu Międzychód-8h w 2022 r. Przewidywany wydłużony przestój kopalni Dębno wynikający z rozbudowy kopalni wpłynie na poziom wydobycia ropy w 2023 r.

W prognozowanym okresie w latach 2021-2022 naturalny proces spadku wydobycia ropy w Norwegii zostanie zahamowany. Taki stan rzeczy jest konsekwencją akwizycji złóż Kvitebjørn i Valemon oraz planowanym uruchomieniem produkcji ze złóż Snadd Outer, Duva, Gråsel i pozostałych otworów na strukturze Ærfugl. Dodatkowo zakłada się prowadzenie prac rewitalizacyjnych na złożu Morvin, mających na celu zwiększenie wydobycia. Spadek wydobycia w Norwegii przewidywany na 2023 r. wynika z naturalnego procesu sczerpania złóż. Z drugiej strony, spółka podejmuje działania mające na celu pozyskanie nowych złóż ropy i gazu w Norwegii.

Prognozy wyników operacyjnych nie uwzględniają potencjalnego wydobycia węglowodorów będących w posiadaniu INEOS E&P Norge AS z uwagi na to, że nie zostały do tej pory spełnione warunki dla przejścia kontroli nad INEOS E&P Norge AS przez PGNiG UN.

4.3 Sytuacja finansowa PGNiG w I półroczu 2021 r.

Tabela 36 Wybrane dane finansowe PGNiG w I półroczu latach 2018-2021

	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2021	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2020	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2019	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2018
Przychody ze sprzedaży	12 413	11 037	12 035	10 915
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	1 836	6 776	864	1 637
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	1 427	6 365	447	1 249
Zysk przed opodatkowaniem	2 140	6 469	1 895	3 080
Zysk netto	1 870	5 230	1 772	2 791
Łączne całkowite dochody	1 779	4 955	2 046	2 782
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	(257)	2 622	846	1 279
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	738	(1 083)	(241)	(575)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(28)	(3 051)	(2 387)	(1 563)
Przepływy pieniężne netto	453	(1 512)	(1 782)	(859)
Zysk na akcję podstawowy i rozwodniony	0,32	0,91	0,31	0,48

W I półroczu 2021 r. PGNiG odnotowało wynik EBITDA na poziomie 1 836 mln zł, a więc niższym o 4 940 mln zł niż w analogicznym okresie ubiegłego roku.

Spadek wyniku EBITDA (-7 005 mln zł) w segmencie Obrót i Magazynowanie jest efektem wpływu na koszty 2020 r. aneksu zawartego z PAO Gazprom/OOO Gazprom Export (+4 915 mln zł). Pozostały spadek wynika ze wzrostu cen nabycia gazu. Wzrost wyniku EBITDA (+1 871 mln zł) w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie spowodowany jest głównie rozwiązaniem odpisów aktualizujących wartość majątku trwałego oraz wzrostem cen gazu. Pozytywny wpływ na wynik EBITDA segmentu wywarł również wyższy wynik na sprzedaży ropy naftowej wywołany wzrostem cen jednostkowych sprzedaży. Wzrost wyniku EBITDA (+194 mln zł) w segmencie Pozostałe spowodowany jest m.in. wynikiem na różnicach kursowych netto dotyczących działalności operacyjnej.

5. Informacje pozostałe dotyczące Grupy Kapitałowej PGNiG

5.1 Organy zarządcze, nadzorujące i ich komitety w PGNiG

5.1.1 Zarząd

Skład Zarządu PGNiG na dzień 30 czerwca 2021 r.:

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

5.1.2 Rada Nadzorcza

Skład Rady Nadzorczej PGNiG na dzień 30 czerwca 2021 r.:

- Bartłomiej Nowak - Przewodniczący Rady Nadzorczej;
- Piotr Sprzączak - Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej;
- Sławomir Borowiec - Sekretarz Rady Nadzorczej;
- Piotr Broda - Członek Rady Nadzorczej;
- Roman Gabrowski - Członek Rady Nadzorczej;
- Andrzej Gonet - Członek Rady Nadzorczej;
- Mieczysław Kawecki - Członek Rady Nadzorczej;
- Stanisław Sieradzki - Członek Rady Nadzorczej;
- Grzegorz Tchorek - Członek Rady Nadzorczej.

5.2 Informacje o zawartych umowach przez spółki GK PGNiG

5.2.1 Istotne umowy dla działalności GK PGNiG

Do istotnych umów dla działalności GK PGNiG zawartych w I półroczu 2021 r. należą:

- zawarcie umowy o współpracy pomiędzy PKN ORLEN, Grupą LOTOS, PGNiG oraz Skarbem Państwa – Ministrem Aktywów Państwowych. Przedmiotem umowy o współpracy jest potwierdzenie przez ww. strony, że na dzień podpisania umowy o współpracy przyjętym scenariuszem przejęcia kontroli przez PKN ORLEN nad Grupą LOTOS oraz PGNiG będzie dokonanie połączenia między PKN ORLEN a Grupą LOTOS i PGNiG przez przejęcie w trybie art. 492 § 1 pkt 1 kodeksu spółek handlowych, w ten sposób, że cały majątek Grupy LOTOS oraz PGNiG (spółki przejmowane) zostałyby przeniesiony na PKN ORLEN (spółka przejmująca) za akcje, które PKN ORLEN przyznałby akcjonariuszom Grupy LOTOS oraz PGNiG, w ramach jednego lub dwóch odrębnych procesów połączenia. W wyniku przyjętego scenariusza połączenia akcjonariusze spółek Grupy LOTOS i PGNiG w zamian za akcje posiadane w kapitałach zakładowych Grupy LOTOS i PGNiG obejmą nowe akcje w podwyższonym kapitale zakładowym PKN ORLEN i z dniem połączenia staną się akcjonariuszami PKN ORLEN;
- podpisanie z ORLEN Południe listu intencyjnego w sprawie możliwości realizacji wspólnej inwestycji w obszarze biometanu. Inwestycja będzie opierać się na wspólnym przedsięwzięciu (joint venture) realizowanym przez ORLEN Południe oraz PGNiG, w szczególności przy wykorzystaniu spółki celowej, w której ORLEN Południe obejmie 51%, a PGNiG 49% udziałów w kapitale zakładowym. Intencją ORLEN Południe oraz PGNiG jest, aby przedmiotem działalności spółki celowej było w szczególności: pozyskiwanie i budowa instalacji biometanowych, rozwój technologii wykorzystywanych do produkcji biometanu oraz produkcja, obrót i wykorzystanie biometanu w różnych obszarach działalności ORLEN Południe oraz PGNiG.
- zawarcie warunkowej umowy nabycia INEOS E&P Norge AS przez PGNiG Upstream Norway AS ([więcej informacji – pkt 3.1.3.](#)).

5.3 Postępowania sądowe

Tabela 37 Postępowania sądowe

Strony postępowania	Przedmiot sporu	Opis sprawy
Postępowania w związku z obowiązkiem publicznej sprzedaży gazu ziemnego	brak realizacji obliża giełdowego w 2013 i 2014 r.	W dniu 25 maja 2016 r. Prezes URE podjął z urzędu postępowanie w sprawie wymierzenia PGNiG kary pieniężnej w związku z niewykonaniem obliża 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. W dniu 10 października 2018 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów uwzględnił odwołanie PGNiG i zmniejszył administracyjną karę pieniężną za brak realizacji obliża 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 oczekuje na doręczenie wyroku wraz z uzasadnieniem i rozważa wykorzystanie dalszych kroków prawnych.
Strony: PGNiG, Prezes URE		
Postępowanie	nadużywanie pozycji dominującej	Wyrokiem z dnia 8 czerwca 2017 r. Sąd Apelacyjny w Warszawie uchylił wyrok Sądu

antymonopolowe rozpoczęte w dniu 28 grudnia 2010 r.	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	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 w dniu 28 listopada 2019 r. W dniu 11 czerwca 2021 r. Sąd Apelacyjny w Warszawie oddalił apelację Spółki. Wyrok jest prawomocny. Spółka oczekuje na doręczenie wyroku wraz z uzasadnieniem i rozważa wykorzystane dalszych kroków prawnych.
Strony: PGNiG, Prezes UOKiK		
Postępowanie w sprawie derogacji NS2 AG	wniosek	W dniu 10 stycznia 2020 r. spółka Nord Stream 2 AG złożyła wniosek do niemieckiego regulatora BNetzA o derogację (odstępstwo) z 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 do tego postępowania prowadzonego przez BNetzA. W dniu 18 marca 2020 r. niemiecki regulator podjął decyzję o przyłączeniu w/w Spółek. W dniu 15 maja 2020 r. niemiecki regulator poinformował o odrzuceniu wniosku spółki 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 oraz w dniu 14 września 2020 r. złożyła uzasadnienie odwołania. 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. Kolejne pisma stanowiące odpowiedź na replikę Nord Stream 2 AG zostały złożone w dniu 22 czerwca 2021 r. W dniu 30 czerwca 2021 r. przed Wyższym Sądem Krajowym w Düsseldorfie odbyła się rozprawa. Wyrok w sprawie ma być ogłoszony w dniu 25 sierpnia 2021 r.
Strony: PGNiG, PST, NS2 AG, BNetzA, Wyższy Sąd Krajowy w Düsseldorfie		
Postępowanie w sprawie gazociągu OPAL	niedopuszczalności skargi; wydanie zarządzenia tymczasowego (zastosowanie środka tymczasowego)	Skarga oraz wniosek 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 Sietciową (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 ma wpływu na odrębnie prowadzoną sprawę ze skargi Rzeczypospolitej o sygnaturze T-883/16. Skarga oraz wniosek o wydanie zarządzenia tymczasowego (zastosowanie środka tymczasowego) do Wyższego Sądu Krajowego w Düsseldorfie (Oberlandesgericht Duesseldorf) skierowane są w pierwszym rzędzie przeciwko ugodzie administracyjnej zawartej pomiędzy niemieckim regulatorem, OPAL Gastranspot GmbH & Co. KG, OAO Gazprom, OOO Gazprom Export, określającej zmienione warunki zwolnienia gazociągu OPAL spod regulacji wspólnego rynku gazu (zwl. zasady TPA). W dniu 9 stycznia 2019 r. Federalna Agencja Sietciowa (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 Sietciowa (Bundesnetzagentur) zobowiązała operatora systemu przesyłowego Opal Gastranspot 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 złożył rząd RFN, sprawa prowadzona jest obecnie przed Trybunałem Sprawiedliwości. W dniu 18 marca 2021 r. Rzecznik Generalny TSUE wydał opinię w sprawie zasadności utrzymania w mocy wyroku wydanego w pierwszej instancji. W dniu 15 lipca 2021 r. Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej uznał, że Komisja Europejska naruszyła zasadę solidarności energetycznej wydając decyzję w sprawie gazociągu OPAL. Wyrok jest ostateczny.
Strony: PGNiG, Sąd UE PST, Sąd UE		

5.4 Szczegółowy opis organizacji GK PGNiG oraz zmian w strukturze

Według stanu na dzień 30 czerwca 2021 r. GK PGNiG składała się z 35 podmiotów gospodarczych, w tym:

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

Jednostka dominująca

Nazwa	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna
Siedziba	ul. Marcina Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
Rejestracja	Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy Wydział XIII Gospodarczy
KRS	0000059492
Strona www	www.pgnig.pl
Relacje Inwestorskie	ri@pgnig.pl

5.4.1 Szczegółowa struktura organizacji GK PGNiG

Tabela 38 Wykaz spółek zależnych GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2021 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.	4 000 000	3 749 000	93,73%	93,73%
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	Geovita S.A.	113 407 782	113 407 782	100%	100%
5	Gas Storage Poland Sp. z o.o.	15 290 000	15 290 000	100%	100%
6	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	625 307 815	625 307 815	100%	100%
7	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000	9 995 000	100%	100%
8	PGNiG Technologie S.A.	272 727 240	272 227 240	100%	100%
9	PGNiG TERMIKA SA	1 740 324 950	1 740 324 950	100%	100%
10	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	10 488 917 050	10 488 917 050	100%	100%
11	PGNiG Supply & Trading GmbH	10 000 000 EUR	10 000 000 EUR	100%	100%
12	PGNiG Upstream Norway AS	1 115 000 000 NOK	1 115 000 000 NOK	100%	100%
13	PGNiG Upstream North Africa B.V.	20 000 EUR	20 000 EUR	100%	100%
14	GAS - TRADING S.A.	2 975 000	1 291 350	43,41%	79,58% ²⁾
15	PGNiG Ventures Sp. z o.o.	22 590 000	22 590 000	100%	100%
16	PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.	51 381 000	51 381 000	100%	100%
17	PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100%	100%
18	Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych	40 000 000	40 000 000	100%	100%
<i>Spółki zależne - II stopnia</i>					
19	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.	370 836 300	370 836 300	-	100% ⁸⁾
20	GAZ Sp. z o.o.	300 000	300 000	-	100% ³⁾
21	PSG Inwestycje Sp. z o.o.	81 131 000	81 131 000	-	100% ³⁾
22	Oil Tech International F.Z.E.	20 000 USD	20 000 USD	-	100% ⁴⁾
23	EXALO DRILLING UKRAINE LLC	20 000 EUR	20 000 EUR	-	100% ⁴⁾
24	PST Europe Sales GmbH	1 000 000 EUR	1 000 000 EUR	-	100% ⁵⁾
25	Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000	2 565 350	-	85,51% ⁶⁾
26	Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o.	6 670 627	5 257 524	-	78,82% ⁷⁾
27	Polskie Centrum Brokerskie Sp. z o.o.	100 000	100 000	-	100% ¹⁾
28	PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o.	13 550 000	13 550 000	-	100% ⁸⁾
29	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysł sp. z o.o.	6 000 000	6 000 000	-	100% ⁸⁾
30	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	1 806 500	1 806 500	-	100% ⁴⁾
31	Exalo Diament Sp. z o.o. w organizacji	5 000	5 000	-	100% ⁴⁾
32	Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych na Życie	25 000 000	25 000 000	100%	100% ¹¹⁾
<i>Spółki zależne - III stopnia</i>					
33	XOOL GmbH	500 000 EUR	500 000 EUR	-	100% ⁹⁾
34	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa - Technika Sp. z o.o.	200 000	200 000	-	100% ¹⁰⁾

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

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

5.4.2 Pozostałe powiązania organizacyjne i kapitałowe

Tabela 39 Wykaz spółek współzależnych i stowarzyszonych GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2021 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% ¹⁾
2	PFK GASKON S.A.	13 061 325	6 000 000	45,94%	45,94%
3	ZWUG "INTERGAZ" Sp. z o.o.	4 700 000	1 800 000	38,30%	38,30%
4	"Dewon" ZSA	11 146 800 UAH	4 055 205,84 UAH	36,38%	36,38%
<i>Spółki współzależne i stowarzyszone - II stopnia</i>					
5	Zakład Separacji Popiołów Siekierki Sp. z o.o.	10 000 000	7 000 000	-	70% ²⁾
6	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	28 200 000	14 100 000	-	50% ²⁾
7	Polska Grupa Górnicza S.A.	3 916 718 200	800 000 000	-	20,43% ²⁾
8	Polimex-Mostostal S.A.	473 237 604	78 000 048	-	16,48% ³⁾
9	Enelion Sp. z o.o.	12650	950	-	7,51% ⁶⁾
10	ICsec SA	161 876	20 000	-	12,36% ⁶⁾
<i>Spółki współzależne i stowarzyszone - III i IV stopnia</i>					
11	Śląskie Centrum Usług Wspólnych Sp. z o.o.	10 835 000	2 213 591	-	20,43% ⁴⁾
12	Gardia Broker Sp. z o.o.	55000	11 237	-	20,43% ⁵⁾
13	ICaudit Sp. z o.o.	22500	2 780	-	12,36% ⁷⁾
14	ICcert Sp. z o.o.	35000	4 324	-	12,36% ⁷⁾
15	ICdiode Sp. z o.o.	22500	2 780	-	12,36% ⁷⁾

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 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 IC sec S.A.

Investycje poza grupą jednostek powiązanych

W I połowie 2021 r. GK PGNiG nie dokonywała istotnych inwestycji kapitałowych poza grupą jednostek powiązanych. Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego PGNiG poza grupą jednostek powiązanych na 30 czerwca 2021 r. wyniosła 85,7 mln zł. Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego GK PGNiG (PGNiG oraz spółek GK PGNiG) poza grupą jednostek powiązanych na 30 czerwca 2021 r. wyniosła 115,8 mln zł.

5.4.3 Zmiany w strukturze GK PGNiG

Tabela 40 Zmiany w strukturze udziałowej GK PGNiG w I połowie 2021 r.

Rodzaj zmiany/transakcji	Data	Udział w liczbie głosów po zmianie
Podwyższenie kapitału zakładowego spółki		
PGNiG Ventures Sp. z o.o.	13.01.2021	100,00%
PGNiG Ventures Sp. z o.o.	29.04.2021	100,00%
PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysł sp. z o.o.	21.05.2021	100,00%
PGNiG Ventures Sp. z o.o.	01.06.2021	100,00%
PGNiG Upstream Norway AS	07.06.2021	100,00%
Polskie Centrum Brokerskie Sp. z o.o.	11.06.2021	100,00%
Powołanie spółki		
Rejestracja PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysł sp. z o.o. w KRS	02.03.2021	100,00%
Objęcie udziałów lub akcji / przystąpienie do spółki		
Przez PGNiG Ventures Sp. z o.o. w spółce Enelion Sp. z o.o.	09.04.2021	7,51%
Przez PGNiG Ventures Sp. z o.o. w spółce ICsec S.A.	11.05.2021	6,58%
Przez PGNiG Ventures Sp. z o.o. i ICsec S.A. w spółce ICaudit Sp. z o.o.	11.05.2021	6,58%
Przez PGNiG Ventures Sp. z o.o. i ICsec S.A. w spółce ICcert Sp. z o.o.	11.05.2021	6,58%
Przez PGNiG Ventures Sp. z o.o. i ICsec S.A. w spółce ICdiode Sp. z o.o.	11.05.2021	6,58%
Zmiana nazwy spółki		
Z SEJ-SERWIS Sp. z o.o. na PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa - Technika Sp. z o.o.	01.04.2021	100,00%
Z PGNiG Serwis Doradztwo Ubezpieczeniowe Sp. z o.o. na Polskie Centrum Brokerskie Sp. z o.o.	11.06.2021	100,00%
Pozostałe zmiany		
Ustanie bytu prawnego PST Verwaltungs GmbH w wyniku połączenia z PST Europe Sales GmbH	08.01.2021	100,00%
Spółka CIFL Sp. z o.o. w likwidacji ostatecznie zlikwidowana i wykreślona z KRS	19.02.2021	100,00%

5.5 Akcje i udziały w jednostkach GK PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Tabela 41 Akcje PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących na dzień 30 czerwca 2021 r.

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 30.06.2020 r.	Wartość nominalna akcji w zł	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 30.06.2021 r.	Wartość nominalna akcji w zł
Mieczysław Kawecki	Członek Rady Nadzorczej	9 500	9 500	9 500	9 500
Stanisław Sieradzki	Członek Rady Nadzorczej	17 225	17 225	17 225	17 225

Na dzień sporządzenia sprawozdania PGNiG nie posiada informacji o umowach, w wyniku których w przyszłości mogą nastąpić istotne zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy.

5.6 Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego

lipiec i sierpień 2021

- 9.07. – Podjęcie przez ZWZ PGNiG uchwały dot. wypłaty dywidendy w wysokości 0,21 zł na akcję
- 9.07. – powołanie przez ZWZ PGNiG do składu Rady Nadzorczej PGNiG: Cezarego Falkiewicza, Romana Gabrowskiego, Tomasza Gabzdyla, Mariusza Gierczaka, Mieczysława Kaweckiego, Bartłomieja Nowaka, Piotra Sprzączaka i Grzegorza Tchorka. Z dniem 9 lipca 2021 r. wygasły mandaty następujących członków Rady Nadzorczej: Sławomira Borowca, Piotra Brody, Andrzeja Goneta i Stanisława Sieradzkiego.
- 16.07. – Decyzja Prezesa URE w sprawie zmiany nr 2 Taryfy PGNiG OD w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 10, skutkująca podwyżką od 1 sierpnia 2021 r. ceny za paliwo gazowe dla wszystkich grup taryfowych o 12,4%
- 16.07. – Zawarcie porozumień określających podstawowe warunki aneksów do umów na dostawy LNG z Venture Global Plaquemines LNG, LLC oraz Venture Global Calcasieu Pass, LLC zwiększających wolumen dostaw LNG na rzecz PGNiG łącznie o 2 mln ton rocznie z planowanych terminali skraplania gazu ziemnego
- 27.07. – Wypowiedzenie umowy długoterminowej na dostawy około 2 mln ton LNG z Port Arthur LNG, LLC
- 2.08. – Podpisanie listu intencyjnego dotyczącego potencjalnej transakcji zbycia przez Grupę Tauron na rzecz Grupy PGNiG zaangażowania kapitałowego w ECSW oraz wierzytelności z tytułu pożyczek udzielonych ECSW przez Grupę Tauron
- 30.08 – Podpisanie z ERU Management Services umowy zakupu pakietu kontrolnego udziałów w ukraińskiej spółce Karpatgazvydobuvannya, będącej wyłącznym właścicielem koncesji Byblivska zlokalizowanej na Zachodniej Ukrainie przy granicy z Polską

Definicje

Skrót	Objaśnienie
Nazwy własne spółek i oddziałów	
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
Nazwy instytucji, podmiotów rynku kapitałowego i rynków energii	
EIA	ang. <i>Energy Information Administration</i> – Administracja Informacji Energetycznej w USA
EEX	ang. <i>European Energy Exchange AG</i> – Europejska Giełda Energii w Niemczech
Henry Hub	Hub / obszar cenowy w Stanach Zjednoczonych
GASPOOL	ang. <i>GASPOOL Balancing Services GmbH</i> – hub / obszar cenowy w Niemczech
GAZ-SYSTEM	Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.
GPW	Giełda Papierów Wartościowych S.A. w Warszawie
ICE	ang. <i>Intercontinental Exchange</i> - giełda specjalizująca się w handlu energią i surowcami
KRS	Krajowy Rejestr Sądowy
NCG	ang. <i>NetConnect Germany GmbH & Co. KG</i> – hub / obszar cenowy w Niemczech
NBP	ang. <i>National Balancing Point</i> – hub / obszar cenowy w Wielkiej Brytanii
OPEC	ang. <i>Organization of the Petroleum Exporting Countries</i> - Organizacja Krajów Eksportujących Ropę Naftową
Terminal LNG	terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A.
TTF	ang. <i>Title Transfer Facility</i> – hub / obszar cenowy w Holandii
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Stosowane jednostki	
bbl	1 baryłka ropy naftowej
boe	ekwiwalent baryłki ropy naftowej
LNG	ang. <i>liquefied natural gas</i> – skroplony gaz ziemny
Nm ³	normalny metr sześcienny gazu
MWt	1 megawat energii cieplnej
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 petadżul
TWh	1 terawatogodzina
Wskaźniki ekonomiczne i finansowe	
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
Pozostałe	
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
Stosowane waluty	
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 ³ gazu ziemnego	1 mln t ropy naftowej	1 mln t LNG	1 PJ	1 mln boe	1 TWh
1 mld m ³ 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 2021 r. oraz I półroczu 2020 r.	3
Tabela 2 Wybrane dane finansowe PGNiG w I półroczu 2021 r. oraz I półroczu 2020 r.	3
Tabela 3 Średnie kursy wymiany walut	3
Tabela 4 Struktura akcjonariatu na 30 czerwca 2021 r.	7
Tabela 5 Dywidenda z zysku netto za lata 2014 - 2020	8
Tabela 6 Wolumen wydobycia gazu ziemnego GK PGNiG w podziale na kraje w segmencie PiW	11
Tabela 7 Wolumen sprzedaży gazu ziemnego z segmentu poza GK PGNiG w podziale na kraje w segmencie PiW	11
Tabela 8 Wolumeny wydobycia ropy naftowej* w GK PGNiG (wraz z frakcjami) w segmencie PiW	11
Tabela 9 Wolumeny sprzedaży ropy naftowej* w GK PGNiG (wraz z frakcjami) w segmencie PiW	11
Tabela 10 Wolumeny wydobycia wybranych produktów w segmencie PiW	11
Tabela 11 Wolumeny sprzedaży wybranych produktów poza GK PGNiG w segmencie PiW	11
Tabela 12 Złoża w fazie produkcji PGNiG UN	13
Tabela 13 Złoża w fazie zagospodarowania lub wyboru koncepcji zagospodarowania PGNiG UN	14
Tabela 14 Złoża w fazie produkcji w Pakistanie	15
Tabela 15 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego poza GK PGNiG w segmencie OiM	16
Tabela 16 Wolumeny sprzedaży gazu ziemnego poza Polską poza GK PGNiG w segmencie OiM	16
Tabela 17 Struktura odbiorców gazu ziemnego w Polsce poza GK PGNiG w segmencie OiM	16
Tabela 18 Struktura odbiorców gazu ziemnego poza Polską poza GK PGNiG w segmencie OiM	16
Tabela 19 Struktura odbiorców energii elektrycznej PGNiG w segmencie OiM	17
Tabela 20 Wolumen dystrybucji gazów	21
Tabela 21 Długość sieci dystrybucyjnych	21
Tabela 22 Wolumeny sprzedaży regulowanej ciepła z produkcji poza GK PGNiG w segmencie Wytwarzanie	23
Tabela 23 Wolumeny sprzedaży energii elektrycznej z produkcji łącznie w segmencie Wytwarzanie	23
Tabela 24 Wybrane dane finansowe GK PGNiG w I półroczu w latach 2018-2021	31
Tabela 25 Wyniki finansowe w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie w I półroczu latach 2018-2021 (bez uwzględnienia korekt konsolidacyjnych)	33
Tabela 26 Koszty operacyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie w I półroczu w latach 2018-2021 (bez uwzględnienia korekt konsolidacyjnych)	34
Tabela 27 Nakłady inwestycyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie w I półroczu 2021 oraz 2020 r.	34
Tabela 28 Wyniki finansowe w segmencie Obrót i Magazynowanie w I półroczu w latach 2018-2021 (bez uwzględnienia korekt konsolidacyjnych)	34
Tabela 29 Koszty operacyjne w segmencie Obrót i Mazynowanie w I półroczu w latach 2018-2021 (bez uwzględnienia korekt konsolidacyjnych)	34
Tabela 30 Wyniki finansowe w segmencie Dystrybucja w I półroczu w latach 2018-2021 (bez uwzględnienia korekt konsolidacyjnych)	35
Tabela 31 Koszty operacyjne w segmencie Dystrybucja w I półroczu w latach 2018-2021 (bez uwzględnienia korekt konsolidacyjnych)	35
Tabela 32 Wyniki finansowe w segmencie Wytwarzanie w I półroczu w latach 2018-2021 (bez uwzględnienia korekt konsolidacyjnych)	35
Tabela 33 Koszty operacyjne w segmencie Wytwarzanie w I półroczu w latach 2018-2021 (bez uwzględnienia korekt konsolidacyjnych)	36
Tabela 34 Prognoza wydobycia gazu ziemnego w latach 2021-2023*	37
Tabela 35 Prognoza wydobycia ropy naftowej wraz z kondensatem i NGL w latach 2021-2023	37
Tabela 36 Wybrane dane finansowe PGNiG w I półroczu latach 2018-2021	37
Tabela 37 Postępowania sądowe	38
Tabela 38 Wykaz spółek zależnych GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2021 r.	40
Tabela 39 Wykaz spółek współzależnych i stowarzyszonych GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2021 r.	41
Tabela 40 Zmiany w strukturze udziałowej GK PGNiG w I połowie 2021 r.	41
Tabela 41 Akcje PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących na dzień 30 czerwca 2021 r.	41

Spis Wykresów

Wykres 1 Kurs akcji PGNiG oraz indeksów WIG20 i WIG Paliwa w I półroczu 2021 r.	8
Wykres 2 Planowane nakłady inwestycyjne w latach 2017-2022*.....	9
Wykres 3 Dostawy gazu ziemnego do Polski z zagranicy w latach 2017-2020 i w I połowie 2021 r. w mld m ³	17
Wykres 4 Ilość gazu przesyłanego systemem dystrybucyjnym w latach 2017-2020 oraz w I połowie 2021 r w mln m ³	22
Wykres 5 Średnie miesięczne fronth month gazu ziemnego na hubach Henry Hub i TTF w 2020 r. oraz I półroczu 2021 r. (ang. fronth month – kontrakt z datą wykonania w następnym miesiącu).....	29
Wykres 6 Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego w Polsce i w Niemczech w 2020 r. oraz w I półroczu 2021 r.	29
Wykres 7 Cena gazu ziemnego spot na giełdzie TGE, TTF i GPL w 2020 r. i w I półroczu 2021 r.	29
Wykres 8 Cena ropy Brent i WTI, kontrakt Month Ahead kontrakt w 2020 i I półroczu 2021 r. (ang. month ahead – kontrakt z datą wykonania w następnym miesiącu).....	30
Wykres 9 Średnie miesięczne temperatury*.....	30
Wykres 10 Przychody ze sprzedaży w podziale na segmenty działalności w I półroczu 2020 r. oraz I półroczu 2021 r.	31
Wykres 11 Podział kosztów operacyjnych w I półroczu 2020 r. oraz I półroczu 2021 r.	32
Wykres 12 Zmiany EBITDA pomiędzy I półroczem 2020, a I półroczem 2021.....	33
Wykres 13 EBITDA w I półroczu 2021 r. w podziale na segmenty.....	33

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 półroczu 2021 r.	12
Rysunek 4 Koncesje i złoża PGNiG UN.....	13

6. Oświadczenie Zarządu PGNiG i zatwierdzenie sprawozdania

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

Zarząd PGNiG SA:

Prezes Zarządu	Paweł Majewski	<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 31 sierpnia 2021 r.