

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Skonsolidowany raport okresowy Grupy Kapitałowej PGNiG za I półrocze zakończone 30 czerwca 2018 r.



**SKONSOLIDOWANY RAPORT OKRESOWY GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG
ZA I PÓŁROCZE ZAKOŃCZONE 30 CZERWCA 2018 ROKU ZAWIERA:**

1. RAPORT AUDYTORA Z PRZEGLĄDU SKRÓCONEGO ŚRÓDROCZNEGO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO ZA I PÓŁROCZE 2018 ROKU.
2. RAPORT AUDYTORA Z PRZEGLĄDU SKRÓCONEGO ŚRÓDROCZNEGO JEDNOSTKOWEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO ZA I PÓŁROCZE 2018 ROKU.
3. SKRÓCONE ŚRÓDROCZNE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ORAZ SKRÓCONE ŚRÓDROCZNE SPRAWOZDANIE FINANSOWE PGNiG S.A. ZA I PÓŁROCZE 2018 ROKU.
4. SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI PGNiG S.A. I GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ZA I PÓŁROCZE 2018 ROKU.

RAPORT NIEZALEŻNEGO BIEGŁEGO REWIDENTA Z PRZEGLĄDU ŚRÓDROCZNEGO SKRÓCONEGO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO

Dla Akcjonariuszy i Rady Nadzorczej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Wprowadzenie

Przeprowadziliśmy przegląd załączonego śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG („Grupa kapitałowa”), w której jednostką dominującą jest spółka Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie przy ulicy Marcina Kasprzaka 25 (dalej „Spółka dominująca”), na które składają się: skrócone skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej sporządzone na dzień 30 czerwca 2018 roku, skrócone skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów, skrócone skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym, skrócone skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych, sporządzone za okres od 1 stycznia 2018 roku do 30 czerwca 2018 roku oraz wybrane informacje objaśniające („śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe”).

Zarząd Spółki dominującej jest odpowiedzialny za sporządzenie i przedstawienie śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego zgodnie z wymogami Międzynarodowego Standardu Rachunkowości 34 „Śródroczna sprawozdawczość finansowa” ogłoszonego w formie rozporządzeń Komisji Europejskiej.

My jesteśmy odpowiedzialni za sformułowanie wniosku na temat śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego na podstawie przeprowadzonego przez nas przeglądu.

Zakres przeglądu


Przeгляд przeprowadziliśmy zgodnie z Krajowym Standardem Przeglądu 2410 w brzmieniu Międzynarodowego Standardu Usług Przeglądu 2410 „Przeгляд śródrocznych informacji finansowych przeprowadzony przez niezależnego biegłego rewidenta jednostki” przyjętym uchwałą nr 2041/37a/2018 Krajowej Rady Biegłych Rewidentów z dnia 5 marca 2018 roku.

Przeгляд skonsolidowanego sprawozdania finansowego polega na kierowaniu zapytań, przede wszystkim do osób odpowiedzialnych za kwestie finansowe i księgowe, przeprowadzaniu procedur analitycznych oraz innych procedur przeglądu. Przeгляд ma istotnie węższy zakres niż badanie przeprowadzane zgodnie z Krajowymi Standardami Badania w brzmieniu Międzynarodowych Standardów Badania przyjętymi uchwałą nr 2041/37a/2018 Krajowej Rady Biegłych Rewidentów z dnia 5 marca 2018 roku. Na skutek tego przegląd nie wystarcza do uzyskania pewności, że wszystkie istotne kwestie, które zostałyby zidentyfikowane w trakcie badania, zostały ujawnione. W związku z tym nie wyrażamy opinii z badania na temat tego śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Wniosek

Na podstawie przeprowadzonego przez nas przeglądu stwierdzamy, że nic nie zwróciło naszej uwagi, co kazałoby nam sądzić, że załączone śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie zostało sporządzone, we wszystkich istotnych aspektach, zgodnie z wymogami Międzynarodowego Standardu Rachunkowości 34 „Śródroczna sprawozdawczość finansowa” ogłoszonego w formie rozporządzeń Komisji Europejskiej.

Przeprowadzający przegląd w imieniu Deloitte Audyt spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp. k.
– podmiotu wpisanego na listę firm audytorskich prowadzoną przez KRBR pod nr. ewidencyjnym 73:



Piotr Sokołowski
Biegły rewident
nr ewidencyjny 9752

Warszawa, 28 sierpnia 2018 roku

RAPORT NIEZALEŻNEGO BIEGŁEGO REWIDENTA Z PRZEGLĄDU ŚRÓDROCZNEGO SKRÓCONEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO

Dla Akcjonariuszy i Rady Nadzorczej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Wprowadzenie

Przeprowadziliśmy przegląd załączonego śródrocznego skróconego sprawozdania finansowego spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie przy ulicy Marcina Kasprzaka 25 (dalej „Spółka”), na które składają się: skrócone sprawozdanie z sytuacji finansowej sporządzone na dzień 30 czerwca 2018 roku, skrócone sprawozdanie z całkowitych dochodów, skrócone sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym, skrócone sprawozdanie z przepływów pieniężnych, sporządzone za okres od 1 stycznia 2018 roku do 30 czerwca 2018 roku oraz wybrane informacje objaśniające („śródroczne skrócone sprawozdanie finansowe”).

Zarząd Spółki jest odpowiedzialny za sporządzenie i przedstawienie śródrocznego skróconego sprawozdania finansowego zgodnie z wymogami Międzynarodowego Standardu Rachunkowości 34 „Śródroczna sprawozdawczość finansowa” ogłoszonego w formie rozporządzeń Komisji Europejskiej.

My jesteśmy odpowiedzialni za sformułowanie wniosku na temat śródrocznego skróconego sprawozdania finansowego na podstawie przeprowadzonego przez nas przeglądu.

Zakres przeglądu

Przegląd przeprowadziliśmy zgodnie z Krajowym Standardem Przeglądu 2410 w brzmieniu Międzynarodowego Standardu Usług Przeglądu 2410 „Przegląd śródrocznych informacji finansowych przeprowadzony przez niezależnego biegłego rewidenta jednostki” przyjętym uchwałą nr 2041/37a/2018 Krajowej Rady Biegłych Rewidentów z dnia 5 marca 2018 roku.

Przegląd sprawozdania finansowego polega na kierowaniu zapytań, przede wszystkim do osób odpowiedzialnych za kwestie finansowe i księgowo, przeprowadzaniu procedur analitycznych oraz innych procedur przeglądu. Przegląd ma istotnie węższy zakres niż badanie przeprowadzane zgodnie z Krajowymi Standardami Badania w brzmieniu Międzynarodowych Standardów Badania przyjętymi uchwałą nr 2041/37a/2018 Krajowej Rady Biegłych Rewidentów z dnia 5 marca 2018 roku. Na skutek tego przegląd nie wystarcza do uzyskania pewności, że wszystkie istotne kwestie, które zostałyby zidentyfikowane w trakcie badania, zostały ujawnione. W związku z tym nie wyrażamy opinii z badania na temat tego śródrocznego skróconego sprawozdania finansowego.

Wniosek

Na podstawie przeprowadzonego przez nas przeglądu stwierdzamy, że nic nie zwróciło naszej uwagi, co kazałoby nam sądzić, że załączone śródroczne skrócone sprawozdanie finansowe nie zostało sporządzone, we wszystkich istotnych aspektach, zgodnie z wymogami Międzynarodowego Standardu Rachunkowości 34 „Śródroczna sprawozdawczość finansowa” ogłoszonego w formie rozporządzeń Komisji Europejskiej.

Przeprowadzający przegląd w imieniu Deloitte Audyt spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp. k.
– podmiotu wpisanego na listę firm audytorskich prowadzoną przez KRBR pod nr. ewidencyjnym 73:



Piotr Sokołowski
Biegły rewident
nr ewidencyjny 9752

Warszawa, 28 sierpnia 2018 roku

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

RAPORT OKRESOWY

za I półrocze

zakończone 30 czerwca 2018 roku

sporządzony zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej
zatwierdzonymi przez Unię Europejską



Wybrane dane finansowe

Dane dotyczące skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2017	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2017
Przychody ze sprzedaży	20 886	18 817	4 927	4 430
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	4 300	4 177	1 014	983
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	2 974	2 842	701	669
Zysk przed opodatkowaniem	3 087	2 859	728	673
Zysk netto akcjonariuszy jednostki dominującej	2 270	2 098	535	494
Zysk netto	2 270	2 098	535	494
Łączne całkowite dochody przypadające akcjonariuszom jednostki dominującej	2 284	1 951	539	459
Łączne całkowite dochody	2 284	1 951	539	459
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	4 596	3 932	1 084	926
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 741)	(2 076)	(411)	(489)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(2 376)	(4 976)	(560)	(1 172)
Przepływy pieniężne netto	479	(3 120)	113	(735)
Zysk na akcję podstawowy i rozwodniony (w PLN)	0,39	0,36	0,09	0,09
	Stan na 30 czerwca 2018	Stan na 31 grudnia 2017	Stan na 30 czerwca 2018	Stan na 31 grudnia 2017
Aktywa razem	48 622	48 203	11 148	11 557
Zobowiązania razem	12 853	14 576	2 947	3 495
Zobowiązania długoterminowe razem	6 968	7 004	1 598	1 679
Zobowiązania krótkoterminowe razem	5 885	7 572	1 349	1 816
Kapitał własny razem	35 769	33 627	8 201	8 062
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 778	5 778	1 325	1 385
Średnia ważona liczba akcji zwykłych (mln szt.)	5 778	5 778	5 778	5 778
Wartość księgową i rozwodniona wartość księgową na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	6,19	5,82	1,42	1,40
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	-	0,20	-	0,05

Dane dotyczące skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2017	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2017
Przychody netto ze sprzedaży	10 915	9 645	2 575	2 271
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	1 637	1 232	386	290
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	1 249	858	295	202
Zysk przed opodatkowaniem	3 080	2 033	727	479
Zysk netto	2 791	1 827	658	430
Całkowite dochody razem	2 782	1 713	656	403
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 279	689	302	162
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(575)	(942)	(136)	(222)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(1 563)	(4 399)	(369)	(1 036)
Przepływy pieniężne netto	(859)	(4 652)	(203)	(1 096)
Zysk netto i rozwodniony/(a) zysk netto na jedną akcję przypisany/(a) zwykłemu akcjonariuszowi (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,48	0,32	0,11	0,07
	Stan na 30 czerwca 2018	Stan na 31 grudnia 2017	Stan na 30 czerwca 2018	Stan na 31 grudnia 2017
Aktywa razem	35 328	33 447	8 100	8 020
Zobowiązania razem	6 684	7 414	1 533	1 778
Zobowiązania długoterminowe razem	2 473	2 288	567	549
Zobowiązania krótkoterminowe razem	4 211	5 126	966	1 229
Kapitał własny	28 644	26 033	6 567	6 242
Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	7 518	7 518	1 724	1 802
Liczba akcji (średnia ważona w okresie w mln szt.)	5 778	5 778	5 778	5 778
Wartość księgową i rozwodniona wartość księgową na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	4,96	4,51	1,14	1,08
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (w PLN / EUR)	-	0,20	-	0,05

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do EURO ustalone przez NBP	30 czerwca 2018	30 czerwca 2017	31 grudnia 2017
Średni kurs w okresie	4,2395	4,2474	4,2447
Kurs na koniec okresu	4,3616	4,2265	4,1709

Pozycje rachunku zysków i strat, sprawozdania z całkowitych dochodów oraz sprawozdania z przepływów pieniężnych zostały przeliczone według kursu EUR/PLN, stanowiącego średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez Narodowy Bank Polski (NBP) na ostatni dzień każdego miesiąca danego okresu obrotowego. Pozycje sprawozdania z sytuacji finansowej zostały przeliczone według średniego kursu EUR/PLN obowiązującego na koniec danego okresu obrotowego, ustalonego przez NBP.

SPIS TREŚCI

1. Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe	4
2. Informacje ogólne.....	8
2.1. PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE	8
2.2. PODSTAWA SPORZĄDZENIA SPRAWOZDAŃ FINANSOWYCH ZAMIESZCZONYCH W RAPORCIE	8
2.3. PRZYJĘTE ZASADY RACHUNKOWOŚCI	9
2.4. WPŁYW NOWYCH STANDARDÓW NA SPRAWOZDANIE GRUPY KAPITAŁOWEJ.....	9
2.5. ZMIANY PREZENTACJI W SPRAWOZDANIU FINANSOWYM.....	9
3. Informacje dotyczące Grupy Kapitałowej i segmentów sprawozdawczych.....	12
3.1. DANE LICZBOWE DOTYCZĄCE SEGMENTÓW SPRAWOZDAWCZYCH.	14
4. Dodatkowe noty objaśniające do Skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.....	15
4.1. PODATEK ODROZCZONY	15
4.2. ODPISY AKTUALIZUJĄCE.....	15
4.3. REZERWY.....	16
4.4. PRZYCHODY ZE SPRZEDAŻY	17
4.5. KOSZTY OPERACYJNE	17
4.6. POZOSTAŁE PRZYCHODY I KOSZTY OPERACYJNE.....	18
4.7. PRZYCHODY / (KOSZTY) FINANSOWE NETTO	18
4.8. PODATEK DOCHODOWY	19
4.9. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE.....	19
4.10. POCHODNE INSTRUMENTY FINANSOWE	20
4.11. AKTYWA I ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE	23
4.12. HIERARCHIA WARTOŚCI GODZIWEJ	23
4.13. KLASYFIKACJA AKTYWÓW FINANSOWYCH.....	23
5. Informacje dodatkowe do raportu okresowego.....	24
5.1. OPIS NAJWAŻNIEJSZYCH ZDARZEŃ DOTYCZĄCYCH EMITENTA W OKRESIE, KTÓREGO DOTYCZY RAPORT	24
5.2. WYPŁAĆONA (ZADEKLAROWANA) DYWIDENDA.....	26
5.3. EMISJA, WYKUP I SPŁATA DŁUŻNYCH PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH	26
5.4. SEZONOWOŚĆ DZIAŁALNOŚCI	26
5.5. ROZLICZENIA Z TYTUŁU SPRAW SĄDOWYCH.....	26
5.6. ZMIANY SYTUACJI GOSPODARCZEJ I WARUNKI PROWADZENIA DZIAŁALNOŚCI, KTÓRE MAJĄ ISTOTNY WPŁYW NA WARTOŚĆ GODZIWA AKTYWÓW FINANSOWYCH I ZOBOWIĄZAŃ FINANSOWYCH	26
5.7. INFORMACJE O NIESPŁACENIU KREDYTU LUB POŻYCZKI LUB NARUSZENIU ISTOTNYCH POSTANOWIEŃ UMOWY KREDYTU LUB POŻYCZKI, W ODNIESIENIU DO KTÓRYCH NIE PODJĘTO ŻADNYCH DZIAŁAŃ NAPRAWCZYCH DO KOŃCA OKRESU SPRAWOZDAWCZEGO	27
5.8. ZDARZENIA PO ZAKOŃCZENIU OKRESU SPRAWOZDAWCZEGO.....	27
5.9. POZOSTAŁE INFORMACJE, ISTOTNE DLA OCENY SYTUACJI MAJĄTKOWEJ, FINANSOWEJ I WYNIKU FINANSOWEGO	27
6. Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe PGNiG S.A.....	28
7. Dodatkowe noty objaśniające do Skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego.....	33
7.1. ZMIANY PREZENTACJI W SPRAWOZDANIU FINANSOWYM.....	33
7.2. PODATEK ODROZCZONY	36
7.3. ODPISY AKTUALIZUJĄCE.....	37
7.4. REZERWY.....	38
7.5. PRZYCHODY ZE SPRZEDAŻY	39
7.6. KOSZTY OPERACYJNE.....	40
7.7. POZOSTAŁE PRZYCHODY I KOSZTY OPERACYJNE.....	40
7.8. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE	41
7.9. PODATEK DOCHODOWY	41
7.10. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE.....	41
7.11. POCHODNE INSTRUMENTY FINANSOWE	42
8. OŚWIADCZENIA ZARZĄDU	44
OŚWIADCZENIE W SPRAWIE RZETELNOŚCI SPORZĄDZENIA ŚRÓDROCZNYCH SKRÓCONYCH SPRAWOZDAŃ FINANSOWYCH	44
OŚWIADCZENIE W SPRAWIE PODMIOTU UPRAWNIONEGO DO PRZEGLĄDU ŚRÓDROCZNYCH SKRÓCONYCH SPRAWOZDAŃ FINANSOWYCH	44

1. Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe

Skonsolidowany rachunek zysków i strat	3 miesiące zakończone 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2018	3 miesiące zakończone 30 czerwca 2017	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2017	
	niebadane	niebadane	niebadane	niebadane	
Przychody ze sprzedaży gazu	5 192	14 754	5 581	15 049	Nota 4.4
Przychody ze sprzedaży pozostałe	2 447	6 132	1 584	3 768	Nota 4.4
Przychody ze sprzedaży	7 639	20 886	7 165	18 817	
Koszt sprzedanego gazu	(4 066)	(12 281)	(3 793)	(10 542)	Nota 4.5
Zużycie innych surowców i materiałów	(545)	(1 338)	(534)	(1 177)	Nota 4.5
Świadczenia pracownicze	(723)	(1 392)	(672)	(1 312)	Nota 4.5
Usługi przesyłowe	(259)	(528)	(263)	(557)	
Pozostałe usługi	(445)	(837)	(411)	(772)	Nota 4.5
Podatki i opłaty	(41)	(598)	(43)	(567)	
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(114)	(2)	(245)	(78)	Nota 4.6
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	240	454	229	388	
Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	(60)	(64)	(25)	(23)	Nota 4.5
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	1 626	4 300	1 408	4 177	
Amortyzacja	(657)	(1 326)	(640)	(1 335)	
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	969	2 974	768	2 842	
Koszty finansowe netto	11	51	(10)	9	Nota 4.7
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	27	62	(4)	8	
Zysk przed opodatkowaniem	1 007	3 087	754	2 859	
Podatek dochodowy	(303)	(817)	(255)	(761)	Nota 4.8
Zysk netto	704	2 270	499	2 098	
Zysk netto przypadający:					
Akcjonariuszom jednostki dominującej	704	2 270	499	2 098	
Udziałom niekontrolującym	-	-	-	-	
Średnia ważona liczba akcji zwykłych (mln szt.)	5 778	5 778	5 778	5 778	
Zysk na akcję podstawowy i rozwodniony (w PLN)	0,12	0,39	0,09	0,36	
Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów					
	niebadane	niebadane	niebadane	niebadane	
Zysk netto	704	2 270	499	2 098	
Różnice kursowe z przeliczenia sprawozdań jednostek zagranicznych	30	26	(1)	(28)	
Rachunkowość zabezpieczeń	43	(15)	(7)	(134)	
Aktualizacja wyceny aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży	-	-	(4)	-	
Podatek odroczony	1	9	2	25	
Udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności	-	4	-	-	
Pozostałe całkowite dochody podlegające przeklasyfikowaniu do wyniku	74	24	(10)	(137)	
Straty aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych	(14)	(14)	(13)	(13)	
Podatek odroczony	3	3	2	2	
Udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności	1	1	1	1	
Pozostałe całkowite dochody nie podlegające przeklasyfikowaniu do wyniku	(10)	(10)	(10)	(10)	
Pozostałe całkowite dochody netto	64	14	(20)	(147)	
Łączne całkowite dochody	768	2 284	479	1 951	
Łączne całkowite dochody przypadające:					
Akcjonariuszom jednostki dominującej	768	2 284	479	1 951	
Udziałom niekontrolującym	-	-	-	-	

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2017
	niebadane	niebadane
Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej		
Zysk netto	2 270	2 098
Amortyzacja	1 326	1 335
Podatek dochodowy bieżącego okresu	817	761
Wynik z działalności inwestycyjnej	(248)	(64)
Pozostałe korekty niepieniężne	232	61
Podatek dochodowy zapłacony	(664)	(562)
Zmiana stanu kapitału obrotowego	863	303
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	4 596	3 932
Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej		
Wydatki na nabycie środków trwałych w budowie dotyczących poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(408)	(299)
Wydatki na pozostałe rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(1 204)	(1 124)
Wydatki na nabycie udziałów w jednostkach powiązanych	(90)	(347)
Pozostałe pozycje netto	(39)	(306)
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 741)	(2 076)
Przepływy pieniężne z działalności finansowej		
Wpływy z tytułu zadłużenia	4	12
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	165
Wydatki z tytułu zadłużenia	(2 390)	(5 139)
Wydatki z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	(20)
Pozostałe pozycje netto	10	6
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(2 376)	(4 976)
Przepływy pieniężne netto	479	(3 120)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	2 581	5 832
Różnice kursowe dotyczące środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	22	(4)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	3 060	2 712

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Stan na	Stan na	
	30 czerwca 2018	31 grudnia 2017	
	niebadane	zbadane	
AKTYWA			
Rzeczowe aktywa trwałe	32 810	32 452	Nota 4.9
Wartości niematerialne	1 065	1 115	
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	79	141	
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności	1 758	1 601	
Pochodne instrumenty finansowe	90	-	
Pozostałe aktywa	1 415	1 055	
Aktywa trwałe	37 217	36 364	
Zapasy	2 748	2 748	
Należności	4 069	5 781	
Pochodne instrumenty finansowe	1 043	450	Nota 4.10
Pozostałe aktywa	447	216	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	3 078	2 578	
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	20	66	
Aktywa obrotowe	11 405	11 839	
AKTYWA RAZEM	48 622	48 203	
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY			
Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	7 518	7 518	
Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	(31)	7	
Skumulowane pozostałe całkowite dochody	(142)	(165)	
Zyski zatrzymane	28 423	26 266	
Kapitał własny akcjonariuszy jednostki dominującej	35 768	33 626	
Kapitał własny udziałowców niekontrolujących	1	1	
KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	35 769	33 627	
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	603	951	
Pochodne instrumenty finansowe	175	-	
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	776	725	
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	1 807	1 717	Nota 4.3
Pozostałe rezerwy	176	181	Nota 4.3
Dotacje	742	767	
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	2 112	2 019	
Pozostałe zobowiązania	577	644	
Zobowiązania długoterminowe	6 968	7 004	
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	68	2 055	
Pochodne instrumenty finansowe	961	322	Nota 4.10
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków *	2 904	3 249	
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	365	371	
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	58	53	Nota 4.3
Pozostałe rezerwy	593	621	Nota 4.3
Pozostałe zobowiązania	936	901	
Zobowiązania krótkoterminowe	5 885	7 572	
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	12 853	14 576	
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	48 622	48 203	

* W tym podatek dochodowy: 303 mln PLN (2017: 217 mln PLN)

Skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym

Kapitał własny akcjonariuszy jednostki dominującej

	Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej, w tym:		Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	Skumulowane pozostałe całkowite dochody z tytułu:				Zyski zatrzymane	Ogółem	Kapitał własny udziałowców niekontrolujących	Kapitał własny razem
	kapitał akcyjny	kapitał ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej		różnic kursowych z przeliczenia jednostek zagranicznych	aktualizacji wyceny aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży	zysków/(strat) aktuarialnych dotyczących świadczeń pracowniczych	udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności				
Stan na 1 stycznia 2017 (zbadane)	5 778	1 740	69	(28)	2	(45)	(2)	24 499	32 013	3	32 016
Zysk netto	-	-	-	-	-	-	-	2 098	2 098	-	2 098
Pozostałe całkowite dochody netto	-	-	(109)	(28)	-	(11)	1	-	(147)	-	(147)
Całkowite dochody razem	-	-	(109)	(28)	-	(11)	1	2 098	1 951	-	1 951
Dywidenda	-	-	-	-	-	-	-	(1 156)	(1 156)	-	(1 156)
Stan na 30 czerwca 2017 (niebadane)	5 778	1 740	(40)	(56)	2	(56)	(1)	25 441	32 808	3	32 811
Stan na 1 stycznia 2018 (zbadane)	5 778	1 740	7	(93)	(3)	(64)	(5)	26 266	33 626	1	33 627
Wpływ zastosowania zmian w MSFF 9	-	-	-	-	3	-	-	(113)	(110)	-	(110)
Zysk netto	-	-	-	-	-	-	-	2 270	2 270	-	2 270
Pozostałe całkowite dochody netto	-	-	(6)	26	-	(11)	5	-	14	-	14
Całkowite dochody razem	-	-	(6)	26	-	(11)	5	2 270	2 284	-	2 284
Zmiana w kapitałach odniesiona na zapasy	-	-	(32)	-	-	-	-	-	(32)	-	(32)
Stan na 30 czerwca 2018 (niebadane)	5 778	1 740	(31)	(67)	-	(75)	-	28 423	35 768	1	35 769

2. Informacje ogólne

2.1. Podstawowe informacje o Grupie

Nazwa	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna
Siedziba	ul. Marcina Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
Rejestracja	Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy Wydział XVI Gospodarczy
KRS	0000059492
REGON	012216736
NIP	525-000-80-28
Przedmiot działalności	Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest poszukiwanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, import, magazynowanie oraz sprzedaż paliw gazowych, a także obrót energią elektryczną.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna jest Spółką dominującą w Grupie Kapitałowej PGNiG (GK PGNiG, Grupa Kapitałowa, Grupa). Akcje PGNiG S.A. (PGNiG, Spółka, Jednostka Dominująca) notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. (GPW).

Na dzień przekazania raportu okresowego za I półrocze 2018 roku, jedynym akcjonariuszem posiadającym co najmniej 5% udziału w kapitale zakładowym, był Skarb Państwa, reprezentowany przez Ministra Energii. Więcej informacji o strukturze akcjonariatu PGNiG S.A. znaleźć można w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG za I półrocze 2018 roku.

Grupa Kapitałowa jest jedyną pionowo zintegrowaną firmą w sektorze gazowym w Polsce, posiadającą wiodącą pozycję we wszystkich jego obszarach, jest również znaczącym producentem ciepła i energii elektrycznej w kraju. Obszar działalności Grupy Kapitałowej obejmuje poszukiwanie złóż węglowodorów, wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej, import, magazynowanie oraz obrót i dystrybucję paliw gazowych. Grupa Kapitałowa jest importem paliwa gazowego, jak i głównym producentem gazu ziemnego ze złóż krajowych. Wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej jest jednym z kluczowych czynników zapewniających Grupie konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu w Polsce.

Szczegółowe informacje dotyczące segmentów działalności oraz jednostek objętych konsolidacją można znaleźć w **nocie 3**.

2.2. Podstawa sporządzenia sprawozdań finansowych zamieszczonych w raporcie

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe oraz skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe za I półrocze 2018 roku zostały sporządzone zgodnie z wymaganiami Międzynarodowego Standardu Rachunkowości nr 34 Śródroczna Sprawozdawczość Finansowa (MSR 34), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską oraz rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (j.t. Dz. U. z 2018, poz. 757).

Niniejszy raport okresowy został sporządzony przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez jednostki Grupy w dającej się przewidzieć przyszłości, z wyjątkiem dwóch spółek zależnych: Geofizyki Kraków S.A. w likwidacji oraz PGNiG Finance AB i likwidation, objętych procesem likwidacji. Na dzień zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego nie stwierdzono istnienia okoliczności wskazujących na zagrożenie kontynuowania działalności przez Grupę.

Walutą funkcjonalną spółki PGNiG S.A. i walutą prezentacji niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego jest złoty (PLN). Zasady przeliczania pozycji wyrażonych w walucie obcej przedstawione zostały w rocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za okres zakończony dnia 31 grudnia 2017 roku, które zostało opublikowane w dniu 14 marca 2018 roku.

Zaprezentowane w niniejszym raporcie wartości, o ile nie jest to wskazane inaczej, podane są w milionach złotych.

Raport okresowy za I półrocze 2018 roku został podpisany oraz zatwierdzony przez Zarząd Jednostki Dominującej do publikacji w dniu 30 sierpnia 2018 roku.

2.3. Przyjęte zasady rachunkowości

Przy sporządzeniu skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania oraz skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego zastosowano te same zasady co w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za 2017 rok, z wyjątkiem zasad rachunkowości wynikających z przyjętych nowych standardów MSSF 9 Instrumenty finansowe oraz MSSF 15 Przychody z umów z klientami.

Grupa zastosowała wymogi standardów z wykorzystaniem zmodyfikowanego podejścia retrospektywnego ze skutkiem od 1 stycznia 2018 roku. Szczegółowe informacje zostały przedstawione w Raporcie Okresowym GK PGNiG za I kwartał 2018 roku. Zmiany prezentacji w sprawozdaniu finansowym zostały opisane w [nocie 2.5](#).

2.4. Wpływ nowych standardów na sprawozdanie Grupy Kapitałowej

W niniejszym sprawozdaniu finansowym Grupa nie zdecydowała o wcześniejszym zastosowaniu następujących opublikowanych standardów, interpretacji lub poprawek do istniejących standardów dotyczących działalności Grupy przed ich datą wejścia w życie:

Standard	Opis	Szacowany wpływ
MSSF 16 „Leasing” Data obowiązywania: od 1 stycznia 2019 roku	<p>Nowy standard ustanawia zasady ujęcia, wyceny, prezentacji oraz ujawnień dotyczących leasingu. Wszystkie transakcje leasingu skutkują uzyskaniem przez leasingobiorcę prawa do użytkowania aktywa oraz zobowiązania z tytułu obowiązku zapłaty. Tym samym, MSSF 16 znosi klasyfikację leasingu operacyjnego i leasingu finansowego zgodnie z MSR 17 i wprowadza jeden model dla ujęcia księgowego leasingu przez leasingobiorcę. Leasingobiorca będzie zobowiązany ująć: (a) aktywa i zobowiązania dla wszystkich transakcji leasingu zawartych na okres powyżej 12 miesięcy, z wyjątkiem sytuacji, gdy dane aktywo jest niskiej wartości; oraz (b) amortyzację leasingowanego aktywa odrębnie od odsetek od zobowiązania leasingowego w sprawozdaniu z wyników.</p> <p>MSSF 16 w znaczącej części powtarza regulacje z MSR 17 dotyczące ujęcia księgowego leasingu przez leasingodawcę. W konsekwencji, leasingodawca kontynuuje klasyfikację w podziale na leasing operacyjny i leasing finansowy oraz odpowiednio różnicuje ujęcie księgowe.</p>	<p>Na dzień 30 czerwca 2018 roku Grupa była w trakcie analizy wpływu MSSF 16 na sprawozdanie finansowe. Według wstępnej oceny MSSF 16 może mieć istotny wpływ na sprawozdanie finansowe.</p> <p>W wyniku dotychczasowych prac w zakresie analizy umów, zidentyfikowane zostały w szczególności następujące grupy umów, zawierające leasing:</p> <ul style="list-style-type: none"> umowy dotyczące najmu/dzierżawy działek/gruntów wykorzystywanych na potrzeby eksploatacji urządzeń/installacji posadowionych na tych działkach, eksploatacji złóż gazu ziemnego, itp.; umowy dotyczące najmu/dzierżawy powierzchni biurowych, powierzchni magazynowych i miejsc parkingowych, które wykorzystywane są do prowadzenia działalności operacyjnej przez Grupę; prawa wieczystego użytkowania gruntu – nabyte odpłatnie od stron trzecich lub otrzymane nieodpłatnie; umowy dotyczące wynajmu środków transportu; umowy dotyczące wykorzystywania infrastruktury IT – urządzenia ISDN, routery, linie światłowodowe wykorzystywane dla usług dostępu do Internetu, realizacji połączeń telekomunikacyjnych, usług transmisji danych; umowy dotyczące najmu urządzeń instalacji, drobnego wyposażenia. <p>Obecnie trwają prace nad oszacowaniem wpływu zidentyfikowanych umów leasingowych na sprawozdanie finansowe na dzień pierwszego zastosowania standardu.</p> <p>Grupa planuje zastosowanie MSSF 16 retrospektywnie z łącznym efektem pierwszego zastosowania ujętym jako korekta bilansu otwarcia zysków zatrzymanych w dniu jego pierwszego zastosowania, tj. 1 stycznia 2019 roku.</p>

Pozostałe opublikowane, lecz jeszcze nieobowiązujące standardy i interpretacje nie dotyczą działalności Grupy lub nie spowodują istotnego wpływu na stosowaną dotychczas politykę rachunkowości GK PGNiG.

2.5. Zmiany prezentacji w sprawozdaniu finansowym

Grupa zastosowała wymogi nowych standardów MSSF 9 i MSSF 15 z wykorzystaniem zmodyfikowanego podejścia retrospektywnego ze skutkiem od 1 stycznia 2018 roku (bez przekształcenia okresu porównawczego).

Poniżej przedstawiono zmiany prezentacji danych wynikające z wdrożenia ww. przepisów.

Na dzień pierwszego zastosowania Grupa nie zidentyfikowała korekt salda początkowego zysków zatrzymanych do ujęcia z tytułu wdrożenia MSSF 15. Natomiast wpływ zastosowania MSSF 15 na skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy za bieżący okres prezentują poniższe tabele.

Skonsolidowany rachunek zysków i strat	Okres zakończony 30 czerwca 2018 zgodnie z MSR 18 i MSR 11	Wpływ przejścia z MSR 18 i MSR 11 na MSSF 15	Okres zakończony 30 czerwca 2018 zgodnie z MSSF 15
Przychody ze sprzedaży	20 982	(96)	20 886
w tym:			
Przychody ze sprzedaży gazu	16 796	(2 042)	14 754
Przychody ze sprzedaży pozostałe	4 186	1 946	6 132
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(16 682)	96	(16 586)
w tym:			
Usługi przesyłowe	(608)	80	(528)
Pozostałe usługi	(853)	16	(837)
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	4 300	-	4 300
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	2 974	-	2 974
Zysk przed opodatkowaniem	3 087	-	3 087
Zysk netto	2 270	-	2 270

6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2018	Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	Sprzedaż między segmentami	Przychody razem	EBITDA	Amortyzacja	Zysk operacyjny	Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	Wydatki z tytułu nabycia rzeczowego majątku trwałego i WN	Rzeczowe aktywa trwałe	Zatrudnienie
Obrót i magazynowanie zgodnie z MSR 18 i MSR 11	17 581	242	17 823	(29)	(93)	(122)	-	(26)	3 249	3 002
Wpływ przejścia z MSR 18 i MSR 11 na MSSF 15	(2 053)	-	(2 053)	-	-	-	-	-	-	-
Obrót i magazynowanie zgodnie z MSSF 15	15 528	242	15 770	(29)	(93)	(122)	-	(26)	3 249	3 002
Dystrybucja zgodnie z MSR 18 i MSR 11	590	2 097	2 687	1 384	(457)	927	1	(769)	13 275	11 600
Wpływ przejścia z MSR 18 i MSR 11 na MSSF 15	1 957	(1 957)	-	-	-	-	-	-	-	-
Dystrybucja zgodnie z MSSF 15	2 547	140	2 687	1 384	(457)	927	1	(769)	13 275	11 600
Uzgodnienie do danych skonsolidowanych zgodnie z MSR 18 i MSR 11			(4 696)	(8)	-	(8)	-	(4)	(191)	-
Wpływ przejścia z MSR 18 i MSR 11 na MSSF 15			1 957	-	-	-	-	-	-	-
Uzgodnienie do danych skonsolidowanych zgodnie z MSSF 15			(2 739)	(8)	-	(8)	-	(4)	(191)	-

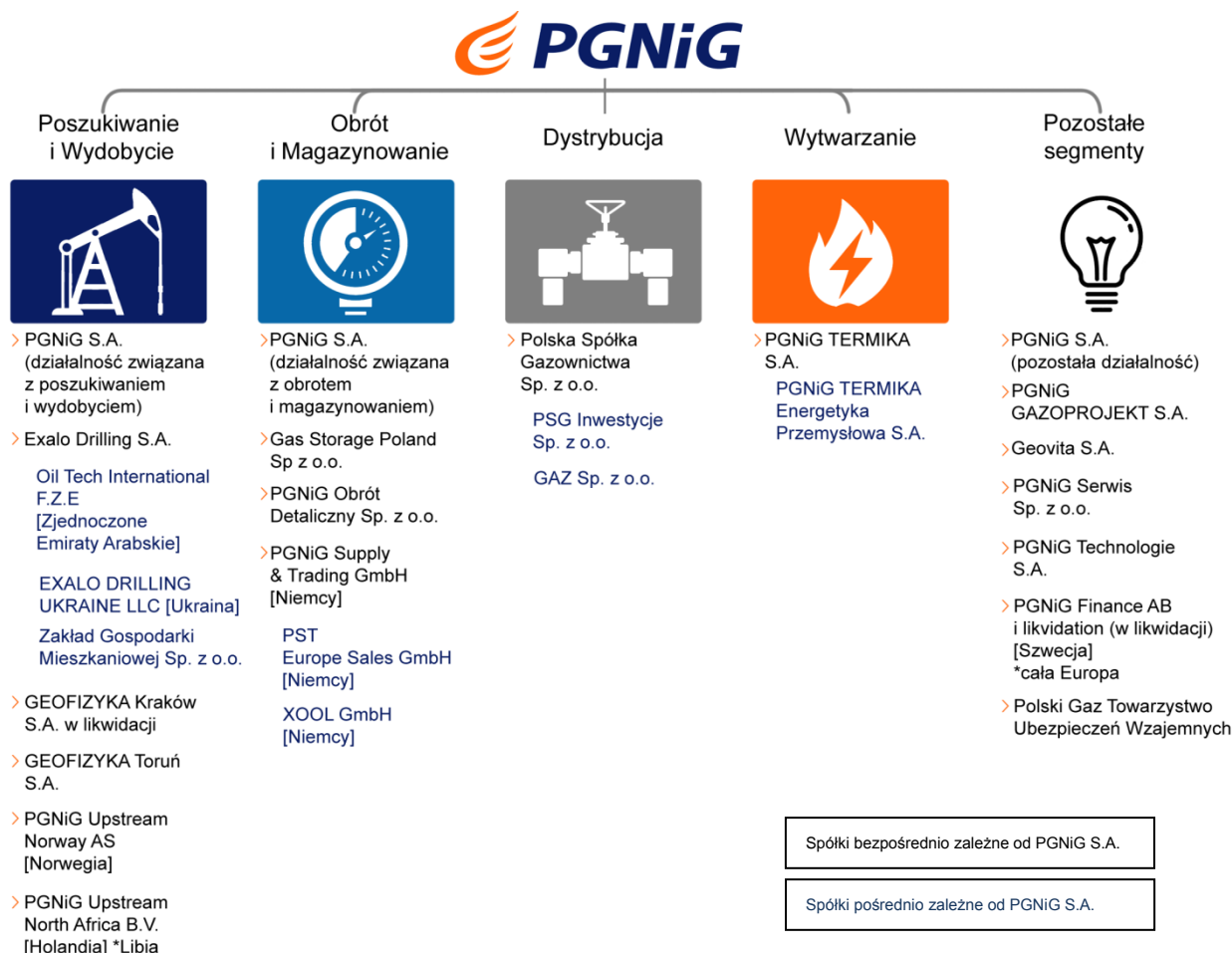
Wpływ zastosowania MSSF 9 został zaprezentowany poniżej:

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Stan na 31 grudnia 2017 przed zmianą	Wpływ MSSF 9 na Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Stan na 1 stycznia 2018 po zmianie
AKTYWA			
Aktywa trwałe	36 364	(17)	36 347
w tym:			
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	141	4	145
Pozostałe aktywa	1 055	(21)	1 034
Aktywa obrotowe	11 839	(66)	11 773
w tym:			
Należności	5 781	(66)	5 715
AKTYWA RAZEM	48 203	(83)	48 120
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY			
KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	33 627	(110)	33 517
w tym:			
Skumulowane pozostałe całkowite dochody	(165)	3	(162)
Zyski zatrzymane	26 266	(113)	26 153
Zobowiązania długoterminowe	7 004	3	7 007
w tym:			
Pozostałe zobowiązania	644	3	647
Zobowiązania krótkoterminowe	7 572	24	7 596
w tym:			
Pozostałe rezerwy	621	18	639
Pozostałe zobowiązania	901	6	907
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	14 576	27	14 603
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	48 203	(83)	48 120

3. Informacje dotyczące Grupy Kapitałowej i segmentów sprawozdawczych

W ramach Grupy Kapitałowej identyfikuje się 5 segmentów sprawozdawczych.






Poniżej przedstawiono podział jednostek Grupy Kapitałowej PGNiG, konsolidowanych metodą pełną, na poszczególne segmenty sprawozdawcze. Więcej informacji na temat struktury Grupy Kapitałowej znaleźć można w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG za I półrocze 2018 roku.



[] - Kraj rejestracji jednostki (inny niż Polska)
 * Główne miejsce prowadzenia działalności (inne niż kraj rejestracji)

Rysunek 1 **Struktura Grupy wg. segmentów sprawozdawczych**

Segmenty sprawozdawcze zostały ustalone w oparciu o rodzaj działalności prowadzonej przez spółki Grupy. Poszczególne segmenty operacyjne zostały zagregowane do segmentów sprawozdawczych na podstawie kryteriów agregacji wskazanych w tabeli poniżej. Głównym decydującym operacyjnym (CODM) jest Zarząd Jednostki Dominującej.

Segment	Opis segmentu	Segmenty operacyjne i kryteria agregacji
Poszukiwanie i wydobywanie 	<p>Podstawową działalnością segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje proces poszukiwania i wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Segment sprzedaje gaz ziemny podmiotom spoza GK PGNiG, jak również do innych segmentów GK PGNiG. Ponadto prowadzi sprzedaż ropy naftowej i innych produktów w kraju i za granicą.</p>	<p>Segmenty operacyjne wchodzące w skład tego segmentu sprawozdawczego to PGNiG S.A. (w części zajmującej się poszukiwaniem i wydobyciem węglowodorów) oraz poszczególne spółki Grupy Kapitałowej wskazane na Rysunku 1. Główne przesłanki stanowiące podstawę do dokonania agregacji segmentów operacyjnych do segmentu sprawozdawczego to: podobieństwo produktów i usług, natury procesu produkcji, rodzaju klientów oraz podobieństwo ekonomiczne (ekspozycja na jednolite ryzyko rynkowe, znajdująca odzwierciedlenie w skorelowanych wynikach (marżach) uzyskiwanych przez poszczególne segmenty operacyjne wchodzące w skład segmentu sprawozdawczego).</p>
Obrót i magazynowanie 	<p>Segment prowadzi sprzedaż gazu ziemnego importowanego, wydobywanego ze złóż oraz zakupionego na giełdach gazu, wykorzystuje podziemne magazyny gazu na potrzeby handlowe (magazyny gazu zlokalizowane w Mogilnie, Wierzchowicach, Kosakowie, Husowie, Brzeźnicy, Strachocinie i w Swarzowie) oraz prowadzi działalność w obszarze obrotu energią elektryczną.</p>	<p>Segmenty operacyjne wchodzące w skład tego segmentu sprawozdawczego to PGNiG S.A. (w części zajmującej się obrotem paliwem gazowym i energią elektryczną) oraz poszczególne spółki Grupy Kapitałowej wskazane na Rysunku 1. Segment wykorzystuje siedem podziemnych magazynów gazu w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz budowy portfela gazu odpowiadającemu zapotrzebowaniu, które podlega wahaniom sezonowym. Główne przesłanki stanowiące podstawę do dokonania agregacji segmentów operacyjnych do segmentu sprawozdawczego to: podobieństwo produktów i usług, podobieństwo w zakresie rodzaju klientów odbierających produkty/usługi oraz podobna charakterystyka ekonomiczna.</p>
Dystrybucja 	<p>Podstawową działalność segmentu stanowi dystrybucja gazu ziemnego siecią dystrybucyjną do odbiorców indywidualnych, przemysłowych i hurtowych oraz eksploatacja, remonty i rozbudowa sieci dystrybucyjnej.</p>	<p>Segment operacyjny pokrywa się z segmentem sprawozdawczym Dystrybucja, w jego skład wchodzi Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. oraz spółki od niej zależne, wskazane na Rysunku 1.</p>
Wytwarzanie 	<p>Segment obejmuje swym zakresem działalność polegającą na wytwarzaniu oraz sprzedaży energii elektrycznej i ciepła.</p>	<p>Segmenty operacyjne wchodzące w skład tego segmentu sprawozdawczego to spółka PGNiG TERMIKA S.A. oraz jej spółka zależna PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Główne przesłanki stanowiące podstawę do dokonania agregacji segmentów operacyjnych do segmentu sprawozdawczego to podobieństwo produktów i usług, podobieństwo w zakresie rodzaju klientów odbierających produkty/usługi oraz podobna charakterystyka ekonomiczna.</p>
Pozostałe segmenty 	<p>Segment obejmuje działalności niekwalifikujące się do wymienionych wcześniej segmentów, tj. PGNiG S.A. w części odpowiadającej centrum korporacyjnemu, usługi finansowe dla PGNiG S.A., projektowanie i realizacja obiektów budowlanych oraz maszyn i urządzeń dla sektora górniczego oraz paliwowo-energetycznego, a także świadczenie usług z zakresu branży hotelarskiej</p>	<p>Segmentami operacyjnym w tym segmencie sprawozdawczym jest PGNiG S.A. (w części zajmującej się obsługą korporacyjną innych segmentów sprawozdawczych) oraz jednostki Grupy Kapitałowej nie kwalifikujące się do wymienionych wcześniej segmentów sprawozdawczych, przedstawione na Rysunku 1.</p>

3.1. Dane liczbowe dotyczące segmentów sprawozdawczych.

6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2018	Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	Sprzedaż między segmentami	Przychody razem	EBITDA	Amortyzacja	Zysk operacyjny	Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	Wydatki z tytułu nabycia rzeczowego majątku trwałego i WN	Rzeczowe aktywa trwałe	Zatrudnienie*
Poszukiwanie i wydobywanie	1 831	1 829	3 660	2 567	(521)	2 046	(65)	55	(588)	12 525	6 893
Obrót i magazynowanie	15 528	242	15 770	(29)	(93)	(122)	-	-	(26)	3 249	3 002
Dystrybucja	2 547	140	2 687	1 384	(457)	927	1	-	(769)	13 275	11 600
Wytwarzanie	888	377	1 265	466	(220)	246	-	-	(163)	3 491	1 821
Pozostałe segmenty	92	151	243	(80)	(35)	(115)	-	7	(62)	461	1 533
Suma	20 886	2 739	23 625	4 308	(1 326)	2 982	(64)	62	(1 608)	33 001	24 849
Uzgodnienie do danych skonsolidowanych			(2 739)	(8)	-	(8)	-	-	(4)	(191)	
Razem			20 886	4 300	(1 326)	2 974	(64)	62	(1 612)	32 810	

*Bez zatrudnienia w spółkach konsolidowanych metodą praw własności

6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2017	Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	Sprzedaż między segmentami	Przychody razem	EBITDA	Amortyzacja	Zysk operacyjny	Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	Wydatki z tytułu nabycia rzeczowego majątku trwałego i WN	Rzeczowe aktywa trwałe	Zatrudnienie*
Poszukiwanie i wydobywanie	1 637	1 509	3 146	2 239	(549)	1 690	(15)	4	(523)	12 565	7 094
Obrót i magazynowanie	15 630	189	15 819	89	(102)	(13)	-	-	(64)	3 789	2 945
Dystrybucja	554	2 056	2 610	1 383	(460)	923	(1)	-	(568)	12 727	11 128
Wytwarzanie	943	324	1 267	580	(198)	382	-	-	(198)	3 393	1 835
Pozostałe segmenty	53	107	160	(120)	(26)	(146)	(7)	4	(40)	473	1 870
Suma	18 817	4 185	23 002	4 171	(1 335)	2 836	(23)	8	(1 393)	32 947	24 872
Uzgodnienie do danych skonsolidowanych			(4 185)	6	-	6	-	-	(30)	(200)	
Razem			18 817	4 177	(1 335)	2 842	(23)	8	(1 423)	32 747	

*Bez zatrudnienia w spółkach konsolidowanych metodą praw własności

Omówienie skonsolidowanych wyników finansowych GK PGNiG znaleźć można w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG za I półrocze 2018 roku.

4. Dodatkowe noty objaśniające do Skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

4.1. Podatek odroczoney

	Aktywa z tytułu podatku odroczonego	Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	Kompensata aktywów i zobowiązań	Aktywa po kompensacie	Zobowiązania po kompensacie	Wpływ netto zmian w okresie
Stan na 1 stycznia 2017	1 281	3 113	(1 181)	100	1 932	
Zwiększenia	75	52				23
Zmniejszenia	(325)	(124)				(201)
Różnice kursowe z przeliczenia	(30)	(161)				131
Pozostałe zmiany	-	(1)				1
Stan na 31 grudnia 2017	1 001	2 879	(860)	141	2 019	(46)
Stan na 1 stycznia 2018	1 001	2 879	(860)	141	2 019	
Wpływ zastosowania zmian w MSFF 9	4	-		4	-	
Zwiększenia	195	165				30
Zmniejszenia	(128)	(15)				(113)
Różnice kursowe z przeliczenia	8	103				(95)
Pozostałe zmiany	-	(19)				19
Stan na 30 czerwca 2018	1 080	3 113	(1 001)	79	2 112	(159)

4.2. Odpisy aktualizujące

	Rzeczowe aktywa trwałe	Wartości niematerialne	Aktywa przeznaczone do sprzedaży	Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności	Pozostałe aktywa (długoterminowe)	Zapasy	Należności	Razem
Stan na 1 stycznia 2017	3 758	88	19	879	32	128	772	5 676
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	1 226	6	-	-	1	127	124	1 484
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(794)	(3)	(2)	(35)	-	(59)	(123)	(1 016)
Wykorzystanie	(63)	-	(3)	-	(1)	(1)	(146)	(214)
Przeniesienia	(1)	-	3	-	(2)	-	-	-
Pozostałe zmiany	(88)	(7)	-	-	-	(4)	132	33
Stan na 31 grudnia 2017	4 038	84	17	844	30	191	759	5 963
Stan na 1 stycznia 2018	4 038	84	17	844	30	191	759	5 963
Wpływ zastosowania zmian w MSFF 9	-	-	-	-	-	-	65	65
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	248	1	4	36	-	58	227	574
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(564)	(1)	-	-	-	(121)	(192)	(878)
Wykorzystanie	(19)	(1)	-	-	-	(1)	(6)	(27)
Przeniesienia	-	-	(7)	-	77	-	(70)	-
Pozostałe zmiany	4	1	(1)	-	-	1	38	43
Stan na 30 czerwca 2018	3 707	84	13	880	107	128	821	5 740

4.3. Rezerwy

	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Rezerwa na świadectwa pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej	Rezerwa na zobowiązania dot. prac poszukiwawczych za granicą	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na karę UOKiK	Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	Pozostałe rezerwy	Razem	
Stan na 1 stycznia 2017	1 661	143	194	117	10	36	258	2 419	
Utworzenie ujęte w koszcie wytworzenia rzeczowych aktywów trwałych	184	-	-	-	-	-	-	184	
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	73	160	-	24	-	7	148	412	
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(64)	(13)	-	(17)	-	(12)	(59)	(165)	
Wykorzystanie	(34)	(133)	-	-	-	-	(28)	(195)	
Pozostałe zmiany	(50)	(2)	(31)	-	-	-	-	(83)	
Stan na 31 grudnia 2017	1 770	155	163	124	10	31	319	2 572	
Stan na 1 stycznia 2018	1 770	155	163	124	10	31	319	2 572	
Wpływ zastosowania zmian w MSFF 9	-	-	-	-	-	-	18	18	
Utworzenie ujęte w koszcie wytworzenia rzeczowych aktywów trwałych	66	-	-	-	-	-	-	66	
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	17	81	-	-	-	2	92	192	Nota 4.6
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(13)	(55)	-	(9)	-	(5)	(70)	(152)	Nota 4.6
Wykorzystanie	(5)	(114)	-	-	(10)	-	(3)	(132)	
Pozostałe zmiany	30	29	12	-	-	-	(1)	70	
Stan na 30 czerwca 2018	1 865	96	175	115	-	28	355	2 634	

4.4. Przychody ze sprzedaży

	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2017
Przychody ze sprzedaży gazu, w tym:	14 754	15 049
Gaz wysokometanowy	14 233	14 176
Gaz zaazotowany	714	786
Gaz LNG	38	39
Gaz CNG	17	17
Gaz propan butan	32	31
Korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających	(280)	-
Przychody ze sprzedaży pozostałe, w tym:	6 132	3 768
Ropa naftowa łącznie z gazoliną	1 194	987
Gaz NGL	62	45
Sprzedaż ciepła	744	788
Sprzedaż energii elektrycznej	1 046	901
Przychody ze sprzedaży usług:		
- wiertniczo-serwisowych	83	78
- geofizyczno-geologicznych	40	121
- budowlano-montażowych	69	35
- dystrybucji	2 411	438
- opłaty przyłączeniowej	73	55
- pozostałych	184	106
Inne	226	214
Razem przychody	20 886	18 817

4.5. Koszty operacyjne

	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2017
Koszt sprzedanego gazu	(12 281)	(10 542)
Paliwo gazowe	(12 290)	(10 571)
Koszt transakcji zabezpieczających ceny gazu	9	29
Zużycie innych surowców i materiałów	(1 338)	(1 177)
Paliwa do produkcji energii i ciepła	(466)	(411)
Energia elektryczna na cele handlowe	(657)	(521)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(215)	(245)
Świadczenia pracownicze	(1 392)	(1 312)
Wynagrodzenia	(1 049)	(981)
Składki na ubezpieczenie społeczne	(235)	(219)
Koszty długoterminowych świadczeń pracowniczych	2	27
Pozostałe świadczenia pracownicze	(110)	(139)
Pozostałe usługi	(837)	(772)
Usługi regazyfikacji	(181)	-
Usługi remontowe i budowlane	(99)	(66)
Usługi eksploatacji zasobów mineralnych	(119)	(77)
Usługi wynajmu	(48)	(55)
Pozostałe usługi	(390)	(574)
Odpisy na rzeczowy majątek trwały i wartości niematerialne oraz ich odwrócenie	(64)	(23)
Koszt spisanych aktywów dotyczących poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(376)	(98)
Odpisy rzeczowych aktywów trwałych	312	76
Odpisy wartości niematerialnych	-	(1)
Razem	(15 912)	(13 826)

4.6. Pozostałe przychody i koszty operacyjne

	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2017
Przychody z tyt. odszkodowań, kar, grzywien	18	40
Różnice kursowe dotyczące działalności operacyjnej	114	(92)
Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych	(73)	96
Zmiana stanu odpisów na zapasy	63	(50)
Zmiana stanu odpisów na należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	(35)	21
Zmiana stanu rezerwy na koszty likwidacji odwiertów	(4)	(5)
Zmiana stanu rezerwy na świadectwa pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej	(26)	(125)
Zmiana stanu pozostałych rezerw	(22)	(38)
Zmiana stanu produktów	170	177
Zmiana wartości nadwyżki/niedoboru produkcji węglowodorów w stosunku do umowy	(92)	-
Inne przychody i koszty operacyjne	(115)	(102)
Razem pozostałe przychody i koszty operacyjne	(2)	(78)

4.7. Przychody / (koszty) finansowe netto

	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2017
Odsetki od zadłużenia (w tym, prowizje od zaciągniętego długu)	(28)	(67)
Różnice kursowe	28	51
Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	(9)	(18)
Wycena aktywów finansowych do wartości godziwej	21	-
Pozostałe koszty (przychody) finansowe netto	39	43
Razem koszty finansowe netto	51	9

4.8. Podatek dochodowy

Uzgodnienie efektywnej stawki podatku	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2017
Zysk przed opodatkowaniem	3 087	2 859
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej obowiązującej w Polsce (19%)	(587)	(543)
Ujemne różnice przejściowe, od których nie ujęto podatku odroczonego	(230)	(218)
Podatek dochodowy wykazywany w rachunku zysków i strat	(817)	(761)
W tym:		
Bieżący podatek dochodowy	(722)	(508)
Odroczony podatek dochodowy	(95)	(253)
Efektywna stopa podatkowa	26%	27%

Grupa podatkowa

PGNiG S.A. jest spółką reprezentującą Podatkową Grupę Kapitałową („PGK”) PGNiG, która na podstawie umowy z 19 września 2016 roku została powołana na okres od 1 stycznia 2017 roku do 31 grudnia 2020 roku.

W skład PGK wchodzi następujące spółki: PGNiG S.A., PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., PGNiG Termika S.A., Gas Storage Poland Sp. z o.o., PGNiG SPV 5 Sp. z o.o., PGNiG SPV 6 Sp. z o.o., PGNiG SPV 7 Sp. z o.o., Geofizyka Toruń S.A., PGNiG Technologie S.A. oraz PGNiG Serwis Sp. z o.o.

Aktualnie funkcjonująca PGK zastąpiła poprzednią PGK, powołaną na okres od 1 kwietnia 2014 do 31 grudnia 2016 roku, w skład której wchodziły: PGNiG S.A., PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o., PGNiG Termika S.A., Gas Storage Poland Sp. z o.o., PGNiG SPV 5 Sp. z o.o., PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. o., PGNiG SPV 7 Sp. z o.o. Na podstawie przepisów podatkowych, spółki wchodzące w skład PGK utraciły odrębną podmiotowość dla celów podatku CIT, a podmiotowość tę uzyskała PGK jako całość, co umożliwiła kalkulację podatku dochodowego łącznie dla spółek tworzących PGK. Odrębność podmiotowa PGK istnieje wyłącznie na gruncie podatku dochodowego od osób prawnych (PDOP). Nie należy jej utożsamiać z odrębną podmiotowością prawną. Nie przenosi się ona również na grunt innych podatków, w szczególności każda ze spółek tworzących PGK jest nadal odrębnym podatnikiem podatku VAT, podatku od czynności cywilnoprawnych, a także płatnikiem podatku dochodowego od osób fizycznych. Pozostałe podmioty Grupy Kapitałowej są oddzielnymi podatnikami PDOP.

Utworzenie PGK przynosi dla podmiotów w nim uczestniczących określone korzyści, do których zalicza się m.in.:

- możliwość bieżącego wykorzystywania strat generowanych przez spółki wchodzące w skład PGK,
- możliwość zaliczenia przez spółkę przekazującą darowizny na rzecz innych spółek wchodzących w skład PGK do kosztów uzyskania przychodów,
- rozliczenie podatku CIT przez jeden podmiot.

4.9. Rzeczowe aktywa trwałe

	Stan na 30 czerwca 2018	Stan na 31 grudnia 2017
Grunty	106	101
Budynki i budowle	18 542	18 302
Urządzenia techniczne i maszyny	8 746	8 612
Środki transportu i pozostałe	1 147	1 127
Razem środki trwałe	28 541	28 142
Środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	2 119	2 154
Środki trwałe w budowie pozostałe	2 150	2 156
Razem rzeczowe aktywa trwałe	32 810	32 452

4.9.1. Istotne transakcje nabycia i sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych

W bieżącym okresie sprawozdawczym jednostki Grupy nie zawarły istotnych transakcji nabycia lub sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych.

4.9.2. Istotne zobowiązania z tytułu dokonania zakupu rzeczowych aktywów trwałych

W bieżącym okresie sprawozdawczym jednostki Grupy nie posiadały istotnych zobowiązań z tytułu zakupu rzeczowych aktywów trwałych.

4.10. Pochodne instrumenty finansowe

Zawierane przez Grupę transakcje pochodne stanowią zabezpieczenie ekspozycji na ryzyko towarowe, walutowe oraz stopy procentowej.

W przypadku Jednostki Dominującej, transakcje ujęte w okresie od 1 stycznia do 30 czerwca 2018 roku, które spełniają określone wymogi, są objęte rachunkowością zabezpieczeń przepływów pieniężnych lub wartości godziwej. Spółka posiadała w tym okresie transakcje typu CCIRS, które nie podlegają rachunkowości zabezpieczeń. Wynika to z faktu, że zarówno wycena pozycji zabezpieczanej jak i pozycji zabezpieczającej (transakcji pochodnej) znajduje swoje odzwierciedlenie w rachunku zysków i strat, w efekcie czego skutek jest taki sam, jak w przypadku stosowania rachunkowości zabezpieczeń.

Jednostka Dominująca w I półroczu 2018 roku zawierała transakcje w ramach działalności tradingowej mieszczące się w zatwierdzonych limitach. Wolumen zawartych transakcji zabezpieczających nie przekracza wolumenu pozycji do zabezpieczenia.

Transakcje pochodne zawierane przez Jednostkę Dominującą oparte są na umowach wg standardów ISDA (International Swap&Derivatives Association) lub Umowach Ramowych, sporządzonych wg zaleceń Związku Banków Polskich (Umowy Ramowe).

Wpływ na wynik z wyceny pochodnych instrumentów finansowych został przedstawiony w poniższej tabeli.

Przychody i koszty dotyczące aktywów i zobowiązań z tytułu pochodnych instrumentów finansowych			6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2018		6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2017	
Pozycja rachunku zysków i strat oraz sprawozdania z całkowitych dochodów	Pozycja szczegółowa w nocie / dodatkowe objaśnienia	Nota	Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń	Pochodne instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych	Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń	Pochodne instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych
Wpływ na rachunek zysków i strat						
Koszty finansowe netto	Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	Nota 4.7	(9)	-	(18)	-
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	Nota 4.6	(73)	-	96	-
Przychody ze sprzedaży	Reklasyfikacja z pozostałych całkowitych dochodów	Nota 4.4	-	(280)	-	-
Koszt sprzedanego gazu	Reklasyfikacja z pozostałych całkowitych dochodów	Nota 4.5	-	9	-	29
			(82)	(271)	78	29
Wpływ na pozostałe całkowite dochody						
Zyski/straty z wyceny instrumentów pochodnych w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych (część skuteczna)				(286)	(105)	
Reklasyfikacja wyceny do rachunku zysków i strat w związku z realizacją (rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych)				271	(29)	
				(15)	(134)	
Wpływ na całkowite dochody			(82)	(286)	78	(105)

Na dzień 30 czerwca 2018 roku Spółki Grupy posiadały transakcje pochodne przedstawione w poniższych tabelach.

Instrumenty pochodne zabezpieczające w rachunkowości zabezpieczeń	Stan na 30 czerwca 2018					Stan na 31 grudnia 2017			
	Typ instrumentu pochodnego	Wartość bazowa instrumentu	Okres wystąpienia przepływów pieniężnych i ich wpływu na wynik finansowy	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Średnia ważona cena wykonania	Wartość godziwa instrumentów podlegających rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych	Wartość bazowa instrumentu	Okres wystąpienia przepływów pieniężnych i ich wpływu na wynik finansowy	Wartość godziwa instrumentów podlegających rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych
Pochodne instrumenty zabezpieczające ryzyko walutowe w kontraktach na zakup gazu									
Forward									
USD	1 170 USD	do 3 lat	3,47 - 3,70	3,54	320	70 USD	1 - 3 m-cy	(8)	
USD	30 USD	1-3 m-cy	3,75 - 3,77	3,76	-	-	-	-	
EUR	1 301 EUR	do 3 lat	4,30 - 4,48	4,39	(103)	-	-	-	
					217			(8)	
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu gazu									
Opcje call TTF	-	-	-	-	-	2 MWh	1-12 m-cy	13	
Swap TTF MA	5 MWh	do 12 m-cy	13,72 - 20,17	19,70	35	1 MWh	1-12 m-cy	12	
Swap TTF DA	7 MWh	do 12 m-cy	21,85 - 23,44	22,58	17	-	-	-	
Swap TTF MA	6 MWh	1 - 3 m-cy	21,88 - 22,97	22,32	(14)	-	-	-	
Swap TTF DA	14 MWh	do 12 m-cy	16,75 - 23,44	20,78	(103)	0,13 MWh	1-3 m-cy	(1)	
Swap BRENT	0,375 Bbl	do 12 m-cy	62,23	62,23	22	-	-	-	
Swap GASPOOL DA	15 MWh	do 3 lat	15,97 - 17,59	16,79	(245)	-	-	-	
					(288)			24	
Pochodne instrumenty dotyczące ryzyka stopy procentowej									
IRS	-	-	-	-	-	1 500 PLN	1 - 3 lata	(16)	
				Razem	(71)		Razem	-	
			W tym:	Aktywa	394	W tym:	Aktywa	25	
				Zobowiązania	465		Zobowiązania	25	

TTF - Natural Gas at the Title Transfer Facility

IRS - Interest Rate Swap

MA - month-ahead; DA - day-ahead

Instrumenty pochodne nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń	Stan na 30 czerwca 2018		Stan na 31 grudnia 2017	
	Wartość bazowa instrumentu	Wartość godziwa instrumentów niepodlegających rachunkowości zabezpieczeń	Wartość bazowa instrumentu	Wartość godziwa instrumentów niepodlegających rachunkowości zabezpieczeń
Pochodne instrumenty dotyczące ryzyka stopy procentowej oraz ryzyka kursowego				
CCIRS				
NOK	2 318 NOK	42	2 318 NOK	114
Forward				
EUR	98 EUR	2	98 EUR	(12)
		44		102
Pochodne instrumenty ekonomicznie zabezpieczające ceny zakupu energii elektrycznej				
Forward				
Energia Elektryczna TGE	469 MWh	116	476 MWh	36
Energia Elektryczna TGE	1 207 MWh	(118)	882 MWh	(34)
Energia Elektryczna OTC	1 MWh	64	1 MWh	40
Energia Elektryczna OTC	2 MWh	(96)	2 MWh	(64)
Futures				
Energia Elektryczna EEX AG	3 MWh	128	2 MWh	71
Energia Elektryczna EEX AG	2 MWh	(97)	2 MWh	(47)
		(3)		2
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu gazu				
Forward				
Gaz TGE	-	-	3 MWh	-
Gaz OTC	28 MWh	222	15 MWh	94
Gaz OTC	32 MWh	(282)	17 MWh	(113)
Futures				
Gaz ICE ENDEX B.V.	2 MWh	32	2 MWh	16
Gaz ICE ENDEX B.V.	2 MWh	(19)	2 MWh	(9)
Gaz POWERNEXT SA	7 MWh	91	4 MWh	28
Gaz POWERNEXT SA	4 MWh	(44)	3 MWh	(17)
Swap TTF MA	0,29 MWh	10		
		10		(1)
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu praw do emisji CO₂				
Forward				
	20 EUR	2	7 EUR	-
Forward	1 EUR	-	-	-
Forward	34 t	1	-	-
Forward	41 t	(15)	12 t	(1)
Futures				
	119 t	13	11 t	1
		1		-
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu praw majątkowych do świadectw pochodzenia dla energii - OZE				
Forward				
	1,37 MWh	-	0,86 MWh	1
		-		1
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu akcji				
Opcje				
	9,13 mln szt akcji	16	9,13 mln szt akcji	24
		68		128
Razem				
W tym:				
Aktywa		739	Aktywa	
Zobowiązania		671	Zobowiązania	
			425	297

CCIRS - Cross Currency Interest Rate Swap

TGE - Towarowa Giełda Energii SA

OTC - Nieregulowany rynek pozagiełdowy

EEX AG - European Energy Exchange AG

ICE ENDEX B.V I POWERNEXT SA - wiodące giełdy energii w Europie

4.11. Aktywa i zobowiązania warunkowe

Tytuł aktywa warunkowego	Szacunek kwoty	
	Stan na 30 czerwca 2018	Stan na 31 grudnia 2017
Otrzymane weksle	1	3
Przyznane dofinansowanie	220	172
Pozostałe aktywa warunkowe	15	15
Razem	236	190

Najistotniejszy wpływ na zmianę wartości aktywów warunkowych miała umowa na dofinansowanie ze środków unijnych, zawarta przez jednostkę zależną PGNiG S.A. w bieżącym okresie.

Tytuł zobowiązania warunkowego	Szacunek kwoty	
	Stan na 30 czerwca 2018	Stan na 31 grudnia 2017
Gwarancje i poręczenia	4 535	3 537
Wystawione weksle	854	702
Pozostałe	11	11
Razem	5 400	4 250

Główną przyczyną wzrostu wartości zobowiązań warunkowych z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji w I półroczu 2018 roku jest wystawienie przez Spółkę nowych gwarancji, będących zabezpieczeniem dostaw gazu na łączną kwotę 149 mln euro (651 mln zł według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2018 roku). Pozostałe zwiększenie pozycji wynika z różnic kursowych walut, w których wyrażona jest większa część tej pozycji (dolar amerykański, euro, korona norweska).

4.12. Hierarchia wartości godziwej

W okresie sprawozdawczym Grupa nie dokonała zmian w metodzie ustalania wartości godziwej wykorzystywanej przy wycenie instrumentów finansowych. Nie wystąpiły również przesunięcia pomiędzy poziomami hierarchii wartości godziwej.

	Stan na 30 czerwca 2018		Stan na 31 grudnia 2017	
	Poziom 1	Poziom 2	Poziom 1	Poziom 2
Aktywa finansowe				
Instrumenty pochodne	617	516	249	201
	617	516	249	201
Zobowiązania finansowe				
Instrumenty pochodne	613	523	249	73
	613	523	249	73

4.13. Klasyfikacja aktywów finansowych

W bieżącym okresie sprawozdawczym nie nastąpiły zmiany klasyfikacji aktywów finansowych Grupy.

5. Informacje dodatkowe do raportu okresowego

5.1. Opis najważniejszych zdarzeń dotyczących emitenta w okresie, którego dotyczy raport

Data	Spółka	Zdarzenie
19 stycznia 2018 roku	PGNiG S.A.	<p>Zawarta została umowa z Operatorem Systemu Przesyłowego Gaz-System S.A. (Gaz System S.A.) na świadczenie usług przesyłu gazu w okresie od 1 października 2022 roku do 30 września 2037 roku, w ramach procedury Open Season 2017 projektu Baltic Pipe (umowa przesyłowa), dotyczącej przesyłu gazu z Norwegii do Polski przez Danię.</p> <p>W dniu 29 stycznia 2018 roku została zawarta umowa z duńskim operatorem systemu przesyłowego Energinet na świadczenie usług przesyłu gazu w okresie od 1 października 2022 roku do 30 września 2037 roku, w ramach procedury Open Season 2017 projektu Baltic Pipe (umowa przesyłowa), dotyczącej przesyłu gazu z Norwegii do Polski przez Danię.</p> <p>Zawarcie umów przesyłowych z operatorami systemów przesyłowych, tj. Gaz-System S.A. oraz Energinet o łącznej wartości 8,1 mld zł stanowi ostatni etap Open Season 2017 (więcej informacji w raporcie bieżącym nr 90/2017 z 31 października 2017 roku).</p>
25 stycznia 2018 roku	Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	<p>Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE) z dnia 25 stycznia 2018 roku zatwierdzona została nowa Taryfa Nr 6 w zakresie dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. (Taryfa Dystrybucyjna).</p> <p>Uśrednione obniżenie cen i stawek opłat sieciowych stosowanych do rozliczeń z odbiorcami w Taryfie Dystrybucyjnej w stosunku do dotychczasowej taryfy Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. dla wszystkich grup taryfowych wynosi 7,37%.</p> <p>Taryfa Dystrybucyjna będzie obowiązywać od 1 marca 2018 roku do 31 grudnia 2018 roku.</p> <p>Szczegóły dotyczące zatwierdzonej taryfy dostępne są na stronie internetowej www.ure.gov.pl i opublikowane w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe.</p>
8 marca 2018 roku	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	<p>Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. (Pożyczkobiorca) podpisała umowę pożyczki z Bankiem Gospodarstwa Krajowego (BGK) oraz PGNiG.</p> <p>Na mocy wyżej wymienionej umowy BGK oraz PGNiG udzielił Pożyczkobiorcy pożyczki w kwocie po 450 mln zł każdy, z przeznaczeniem na refinansowanie długu Pożyczkobiorcy wobec PGNiG i Tauron Polska Energia S.A. w łącznej wysokości 600 mln zł oraz 300 mln zł na pokrycie jej dalszych wydatków inwestycyjnych. Data ostatecznej spłaty pożyczki przypada na 14 czerwca 2030 roku.</p>
14 marca 2018 roku	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	<p>Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 14 marca 2018 roku zatwierdzone zostały zmiany Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 6 (zmiana Taryfy Detalicznej).</p> <p>Podwyżka ceny za paliwo gazowe w zmianie Taryfy Detalicznej w stosunku do dotychczasowej taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. dla wszystkich grup taryfowych wynosi 1%. Stawki opłat abonamentowych pozostały bez zmian.</p> <p>Taryfa Detaliczna będzie obowiązywać od 1 kwietnia 2018 roku do 31 grudnia 2018 roku i będzie dotyczyła odbiorców paliw gazowych w gospodarstwie domowym.</p> <p>Szczegóły dotyczące zatwierdzonych taryf dostępne są na stronie internetowej www.ure.gov.pl i opublikowane w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe.</p>
26 czerwca 2018 roku	PGNiG S.A.	<p>PGNiG podpisało porozumienia określające podstawowe warunki umów długoterminowych na dostawę gazu skroplonego (LNG) z podmiotami:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Port Arthur LNG, LLC (spółką zależną Sempra LNG & Midstream, LLC); • Venture Global LNG, Inc. <p>Na mocy każdego porozumienia strony prowadzić będą negocjacje zapisów wiążącej, 20 letniej umowy na zakup przez PGNiG 2 mln ton LNG rocznie, co odpowiada łącznemu wolumenowi blisko 2,7 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji. Potencjalne dostawy mogą być przedmiotem dalszego obrotu przez PGNiG na międzynarodowych rynkach i będą realizowane w formule free-on-board, oznaczającej odbiór towaru przez kupującego w porcie załadunku.</p> <p>W ocenie Zarządu PGNiG, uzgodnione warunki porozumień, w tym konkurencyjna cena, są satysfakcjonujące w kontekście realizacji Strategii Grupy Kapitałowej PGNiG w zakresie</p>

	<p>rozwoju handlu LNG na rynkach światowych.</p> <p>Potencjalne dostawy od Port Arthur LNG, LLC będą realizowane za pośrednictwem powstającej instalacji skraplającej Port Arthur w Jefferson County w Teksasie. Planowanym terminem oddania instalacji do użytku jest 2023 rok.</p> <p>Potencjalne dostawy od Venture Global LNG, Inc. będą realizowane za pośrednictwem powstających instalacji eksportowych w Luizjanie, tj. Calcasieu Pass LNG w Calcasieu Parish o planowanym terminie zakończenia budowy w 2022 roku oraz Plaquemines LNG w Plaquemines Parish o planowanym terminie zakończenia budowy w 2023 roku.</p> <p>Podpisane porozumienia nie stanowią zobowiązania PGNiG do podpisania ostatecznych umów na zakup LNG.</p>
<p>29 czerwca 2018 roku</p>	<p>PGNiG S.A.</p> <p>Trybunał Arbitrażowy wydał ad hoc częściowy wyrok w postępowaniu arbitrażowym z powództwa PGNiG przeciwko PAO Gazprom i OOO Gazprom Export (Gazprom), dotyczącym obniżenia ceny kontraktowej za gaz dostarczany przez Gazprom na podstawie kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku (Kontrakt Jamalski).</p> <p>Na mocy wyroku częściowego Trybunał Arbitrażowy:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) ustalił, że w listopadzie 2014 roku PGNiG złożyło ważny i skuteczny wniosek o renegocjację ceny kontraktowej; 2) ustalił, że spełniona została przesłanka opisana w Kontrakcie Jamalskim, uprawniająca PGNiG do żądania obniżenia ceny kontraktowej za gaz dostarczany przez Gazprom na podstawie Kontraktu Jamalskiego, potwierdzając tym samym, że co do zasady roszczenie PGNiG o ustalenie nowej, niższej ceny kontraktowej jest zasadne; oraz 3) ustalił, wbrew twierdzeniom Gazpromu, że ma prawo zmienić cenę kontraktową w granicach żądania pozwu, jednocześnie uznając, że pierwotne żądanie Spółki w zakresie nowej formuły cenowej jest zbyt daleko idące, przy czym jednocześnie Trybunał Arbitrażowy ad hoc orzekł, że kwestia ustalenia nowej ceny kontraktowej będzie rozstrzygnięta w dalszym etapie postępowania. <p>Zgodnie z zapisami Kontraktu Jamalskiego, nowa cena kontraktowa ustalona przez Trybunał Arbitrażowy ad hoc powinna obowiązywać z mocą wsteczną od dnia 1 listopada 2014 roku, tj. od daty złożenia przez PGNiG wniosku o renegocjację ceny kontraktowej.</p> <p>Wydanie przez Trybunał Arbitrażowy ad hoc wyroku częściowego nie wyklucza możliwości osiągnięcia przez strony Kontraktu Jamalskiego porozumienia w zakresie zmiany warunków cenowych.</p>

5.2. Wyłacona (zadeklarowana) dywidenda

Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG w dniu 20 lipca 2018 roku podjęło decyzję o przeznaczeniu zysku netto za 2017 rok na kapitał zapasowy Spółki oraz na kapitał rezerwowy z przeznaczeniem na rozbudowę i modernizację krajowej sieci dystrybucyjnej gazu, w związku z czym dywidenda za 2017 rok nie zostanie wyłacona.

Dywidenda za 2016 rok została wyłacona w dniu 3 sierpnia 2017 roku. Zgodnie z decyzją Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGNiG, kwota przeznaczona na wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy wynosiła 1 156 mln zł (0,20 zł na jedną akcję), a dniem prawa do dywidendy był 19 lipca 2017 roku.

5.3. Emisja, wykup i spłata dłużnych papierów wartościowych

W I półroczu 2018 roku PGNiG S.A. dokonała transakcji wykupu obligacji krajowych o łącznej wartości nominalnej odpowiednio 1,5 mld zł w pierwszym kwartale i 0,4 mld zł w drugim kwartale, w ramach poniższego programu:

Data zawarcia umowy emisji	Termin obowiązywania umowy	Przedmiot umowy	Banki będące stroną emisji na dzień bilansowy	Limit emisji	Wykorzystany limit (%) na		
					30 czerwca 2018 roku	30 czerwca 2018 roku	31 grudnia 2017 roku
10 czerwca 2010 r.	31 lipca 2020 r.	Program emisji obligacji	Bank Pekao S.A., ING Bank Śląski S.A., PKO BP S.A., Bank Handlowy w Warszawie, BNP Paribas S.A. Oddział w Polsce, Societe Generale S.A., Bank Zachodni WBK S.A., Mbank S.A.	7 mld PLN	-	-	1,9

PGNiG S.A. posiada również umowy dotyczące programów emisji dłużnych papierów wartościowych, które nie były realizowane w bieżącym okresie sprawozdawczym (na kwoty: 1 mld zł i oraz 5 mld zł). Szczegółowe informacje dotyczące tych programów przedstawione zostały w rocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za okres zakończony dnia 31 grudnia 2017 roku.

5.4. Sezonowość działalności

Obrót, dystrybucja i magazynowanie paliw gazowych, jak również wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji, stanowiące oprócz poszukiwań i wydobycia węglowodorów podstawowy przedmiot działalności Grupy Kapitałowej, w dużym stopniu podlegają wahaniom sezonowym.

W przypadku sprzedaży gazu ziemnego i ciepła, przychody w miesiącach zimowych (I i IV kwartał roku) znacznie przewyższają wartości osiągnięte w miesiącach letnich (II i III kwartał roku). Sezonowość jest przede wszystkim skutkiem zmiennych warunków klimatycznych w Polsce, a zakres wahań wyznaczają wartości temperatur – niskie zimą i wyższe latem. Sezonowość tej części przychodów w znacznie większym stopniu dotyczy odbiorców indywidualnych, kupujących powyższe produkty na cele grzewcze, aniżeli odbiorców z sektora produkcyjnego.

Z uwagi na konieczność zapewnienia nieprzerwanych dostaw w okresie szczytowego zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny oraz ze względu na utrzymanie bezpieczeństwa dostaw gazu, konieczne jest zapełnienie podziemnych magazynów gazu w okresie letnim oraz zwiększenie zamówień na moce w systemie przesyłowym oraz dystrybucyjnym w okresie zimowym.

5.5. Rozliczenia z tytułu spraw sądowych

W bieżącym okresie sprawozdawczym nie wystąpiły istotne rozliczenia jednostek Grupy Kapitałowej z tytułu spraw sądowych.

5.6. Zmiany sytuacji gospodarczej i warunki prowadzenia działalności, które mają istotny wpływ na wartość godziwą aktywów finansowych i zobowiązań finansowych

W bieżącym okresie sprawozdawczym Grupa PGNiG nie odnotowała zmian sytuacji gospodarczej i warunków prowadzenia działalności, które miałyby istotny wpływ na wartość godziwą aktywów i zobowiązań finansowych Grupy.

5.7. Informacje o niespłaceniu kredytu lub pożyczki lub naruszeniu istotnych postanowień umowy kredytu lub pożyczki, w odniesieniu do których nie podjęto żadnych działań naprawczych do końca okresu sprawozdawczego

W bieżącym okresie sprawozdawczym nie nastąpiło naruszenie istotnych postanowień umowy kredytu lub pożyczki, której stroną jest Jednostka Dominująca, bądź jej jednostki zależne.

5.8. Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego

Data	Spółka	Zdarzenie
25 lipca 2018 roku	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 25 lipca 2018 roku zatwierdzone zostały zmiany nr 2 Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 6 (zmiana Taryfy Detalicznej). Podwyżka ceny za paliwo gazowe w zmianie Taryfy Detalicznej w stosunku do dotychczasowej taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. dla wszystkich grup taryfowych wynosi 5,9%. Stawki opłat abonamentowych pozostały bez zmian. Taryfa detaliczna dotyczy jedynie odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych. Zmieniona Taryfa Detaliczna obowiązywać będzie od 10 sierpnia do 31 grudnia 2018 roku. Szczegóły dotyczące zatwierdzonych taryf dostępne są na stronie internetowej www.ure.gov.pl i opublikowane w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe.

5.9. Pozostałe informacje, istotne dla oceny sytuacji majątkowej, finansowej i wyniku finansowego

Poza informacjami ujawnionymi w niniejszym raporcie, Grupa PGNiG nie posiada innych istotnych informacji, które jej zdaniem byłyby istotne dla oceny jej sytuacji majątkowej, finansowej i wyniku finansowego.

6. Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe PGNiG S.A.

Jednostkowy rachunek zysków i strat	3 miesiące zakończone 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2018	3 miesiące zakończone 30 czerwca 2017	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2017
Przychody ze sprzedaży gazu	3 194	9 104	2 988	8 116
Przychody ze sprzedaży pozostałe	828	1 811	660	1 529
Przychody ze sprzedaży	4 022	10 915	3 648	9 645
Koszt sprzedanego gazu	(2 540)	(7 223)	(2 484)	(6 315)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(265)	(649)	(233)	(593)
Świadczenia pracownicze	(165)	(325)	(161)	(303)
Usługi przesyłowe, dystrybucyjne i magazynowe	(244)	(483)	(277)	(558)
Pozostałe usługi obce	(317)	(723)	(263)	(450)
Amortyzacja	(196)	(388)	(188)	(374)
Podatki i opłaty	(9)	(142)	(11)	(137)
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(95)	(57)	(111)	(131)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	2	3	2	4
Odpisy rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych i ich odwrócenie	77	320	71	71
Dywidendy	1 726	1 726	1 197	1 197
Przychody finansowe	109	221	94	142
Koszty finansowe	(62)	(115)	(102)	(165)
Razem	(1 979)	(7 835)	(2 466)	(7 612)
Zysk przed opodatkowaniem	2 043	3 080	1 182	2 033
Podatek dochodowy	(77)	(289)	(36)	(206)
Zysk netto	1 966	2 791	1 146	1 827
Średnia ważona liczba akcji zwykłych (w mln szt.)	5 778	5 778	5 778	5 778
Podstawowy/(a) i rozwodniony/(a) zysk netto na jedną akcję w PLN	0,34	0,48	0,20	0,32

Jednostkowe sprawozdanie z całkowitych dochodów	3 miesiące zakończone 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2018	3 miesiące zakończone 30 czerwca 2017	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2017
Zysk netto	1 966	2 791	1 146	1 827
Rachunkowości zabezpieczeń	43	(15)	(6)	(133)
Podatek odroczony	1	9	1	25
Pozostałe całkowite dochody, podlegające przeklasyfikowaniu do rachunku zysków i strat	44	(6)	(5)	(108)
Zyski aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych	(4)	(4)	(7)	(7)
Podatek odroczony	1	1	1	1
Pozostałe całkowite dochody, nie podlegające przeklasyfikowaniu do rachunku zysków i strat	(3)	(3)	(6)	(6)
Pozostałe całkowite dochody netto	41	(9)	(11)	(114)
Razem całkowite dochody	2 007	2 782	1 135	1 713

Jednostkowe sprawozdanie z przepływów pieniężnych	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2017
Przeptywy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
Zysk netto	2 791	1 827
Amortyzacja	388	374
Odsetki i dywidendy	(1 785)	(1 238)
Wynik z działalności inwestycyjnej	(256)	(23)
Pozostałe korekty niepieniężne	317	134
Podatek dochodowy zapłacony	(324)	(231)
Podatek dochodowy bieżącego okresu	289	206
Zmiana stanu kapitału obrotowego	(141)	(360)
Przeptywy pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 279	689
Przeptywy pieniężne z działalności inwestycyjnej		
Wydatki na rzeczowe aktywa trwale dotyczące poszukiwań i oceny zasobów mineralnych	(372)	(298)
Wydatki na wartości niematerialne i pozostałe rzeczowe aktywa trwale	(170)	(146)
Wydatki z tytułu udzielonych pożyczek	(423)	(628)
Wydatki z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	(62)	(67)
Wydatki z tytułu nabycia udziałów w jednostkach powiązanych	(4)	(404)
Pozostałe wydatki	(4)	(4)
Wpływy z tytułu udzielonych pożyczek	323	353
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych	-	100
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	34	84
Wpływy z tytułu otrzymanych odsetek	84	58
Wpływy z tytułu otrzymanych dywidend	1	-
Pozostałe wpływy	18	10
Przeptywy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(575)	(942)
Przeptywy pieniężne z działalności finansowej		
Wpływy z tytułu emisji papierów dłużnych	450	479
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	165
Pozostałe wpływy	2	5
Wydatki z tytułu spłaty kredytów i pożyczek	-	(2 151)
Wydatki z tytułu wykupu papierów dłużnych	(1 996)	(2 700)
Wydatki z tytułu zapłaconych odsetek	(19)	(177)
Wydatki z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	(20)
Przeptywy pieniężne netto z działalności finansowej	(1 563)	(4 399)
Przeptywy pieniężne netto	(859)	(4 652)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	1 680	4 923
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	821	271
w tym: środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	506	220

Na dzień 30 czerwca 2018 roku obowiązywały:

- umowa cash pooling z dnia 16 lipca 2014 roku zawarta pomiędzy bankiem Pekao S.A. a następującymi spółkami Grupy PGNiG: PGNiG S.A., Polska Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Exalo Driling S.A., PGNiG Technologie S.A., Geofizyka Kraków S.A. w likwidacji, Geofizyka Toruń S.A., Gas Storage Poland Sp. z o.o., PGNiG Serwis Sp. z o.o., PGNiG Termika S.A., PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., Geovita S.A. oraz PGNiG Gazoprojekt S.A.

- umowa cash pooling z dnia 22 grudnia 2016 roku, z datą obowiązywania od 1 marca 2017 roku, zawarta pomiędzy bankiem PKO BP S.A. a następującymi spółkami Grupy PGNiG: PGNiG S.A., Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., PGNiG Technologie S.A., Geofizyka Toruń S.A., Gas Storage Poland Sp. z o.o., PGNiG Serwis Sp. z o.o., PGNiG Termika S.A. oraz PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

Powyższe Umowy służą głównie poprawie skuteczności zarządzania płynnością w Grupie Kapitałowej. Wykorzystanie cash pooling w Grupie Kapitałowej PGNiG ułatwiło planowanie płynności w Grupie oraz zmniejszenie zależności od zewnętrznych źródeł finansowania. Dzięki lepszemu wykorzystaniu wolnych środków pieniężnych obniżone zostały koszty finansowania w Grupie Kapitałowej.

W związku z powyższym przepływy pieniężne realizowane w ramach transakcji cash pool jak również różnice kursowe z wyceny środków pieniężnych ujęte są w sprawozdaniu z sytuacji finansowej jako środki pieniężne i ich ekwiwalenty oraz stanowią korektę środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wykazywanych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych. Wartość godziwa posiadanych przez Spółkę aktywów i zobowiązań finansowych wycenianych według zamortyzowanego kosztu nie różni się istotnie od ich wartości bilansowej, zarówno na 30 czerwca 2018 roku, jak i 30 czerwca 2017 roku.

Poniżej zaprezentowane zestawienie przedstawia uzgodnienie stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów prezentowanych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych do stanu środków pieniężnych ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej.

Uzgodnienie stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wykazywanych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych do salda środków pieniężnych wykazywanych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2017
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu wykazywane w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	821	271
Bilans otwarcia z tyt. różnic kursowych netto	(2)	(1)
Bilans otwarcia wpływów/wydatków z tyt. cash pooling	306	210
Różnice kursowe netto za okres sprawozdawczy	21	(5)
Wpływy/(Wydatki) z tyt. cash pooling za okres sprawozdawczy	1 031	1 711
Środki pieniężne na koniec okresu wykazane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	2 177	2 186

Jednostkowe sprawozdanie z sytuacji finansowej	Stan na 30 czerwca 2018	Stan na 31 grudnia 2017
Aktywa		
Rzeczowe aktywa trwałe	12 079	12 021
Koncesje oraz prawo do użytkowania górnictwa i informacji geologicznej	74	54
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	24	79
Udziały i akcje	9 807	9 800
Pochodne instrumenty finansowe	75	-
Udzielone pożyczki	1 921	1 553
Pozostałe aktywa	719	727
Aktywa trwałe	24 699	24 234
Zapasy	2 220	2 231
Należności	3 854	2 442
Należności z tytułu wspólnego zarządzania środkami pieniężnymi (cash pooling)	6	284
Pochodne instrumenty finansowe	506	189
Udzielone pożyczki	1 764	2 042
Pozostałe aktywa	102	41
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 177	1 984
Aktywa obrotowe	10 629	9 213
AKTYWA RAZEM	35 328	33 447
Zobowiązania i kapitał własny		
Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	7 518	7 518
Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	(31)	7
Zakumulowane pozostałe całkowite dochody	20	23
Zyski zatrzymane	21 137	18 485
Kapitał własny razem	28 644	26 033
Pochodne instrumenty finansowe	175	-
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	234	222
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	1 436	1 376
Pozostałe rezerwy	28	28
Dotacje	537	554
Pozostałe zobowiązania	63	108
Zobowiązania długoterminowe	2 473	2 288
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	450	1 998
Pochodne instrumenty finansowe	425	72
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	1 477	2 002
Zobowiązania z tytułu wspólnego zarządzania środkami pieniężnymi (cash pooling)	1 379	622
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	73	98
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	58	53
Pozostałe rezerwy	275	229
Pozostałe zobowiązania	74	52
Zobowiązania krótkoterminowe	4 211	5 126
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	6 684	7 414
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	35 328	33 447

Sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym

	Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	Zakumulowane pozostałe całkowite dochody	Zyski (straty) zatrzymane	Razem kapitał własny
Stan na 1 stycznia 2017	7 518	69	34	17 607	25 228
Zysk netto	-	-	-	1 827	1 827
Pozostałe całkowite dochody netto	-	(108)	(6)	-	(114)
Całkowite dochody razem	-	(108)	(6)	1 827	1 713
Dywidenda	-	-	-	(1 156)	(1 156)
Stan na 30 czerwca 2017	7 518	(39)	28	18 277	25 784
Stan na 1 stycznia 2018	7 518	7	23	18 485	26 033
Wpływ wdrożenia MSSF9	-	-	-	(140)	(140)
Stan na 1 stycznia 2018 (dane przekształcone)	7 518	7	23	18 345	25 893
Zysk netto	-	-	-	2 791	2 791
Pozostałe całkowite dochody netto	-	(6)	(3)	-	(9)
Całkowite dochody razem	-	(6)	(3)	2 791	2 782
Zmiana kapitałów odniesiona na zapasy	-	(32)	-	-	(32)
Stan na 30 czerwca 2018	7 518	(31)	20	21 137	28 644

7. Dodatkowe noty objaśniające do Skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego

7.1. Zmiany prezentacji w sprawozdaniu finansowym

PGNiG S.A. stosuje nowe standardy MSSF 9 i MSSF 15 począwszy od dnia 1 stycznia 2018 roku (więcej informacji w [nocie 2.3](#)).

W wyniku wdrożenia MSSF 15 dane zostały przekształcone w zakresie prezentacji przychodów ze sprzedaży usług dystrybucji i przesyłu przenoszonych na klienta w wartości netto tj. po pomniejszeniu o przypadające im koszty zakupu tych usług od operatorów systemów przesyłowego i dystrybucyjnego.

Poniżej przedstawiony został wpływ przejścia z MSR 18 i MSR 11 na MSSF 15.

	Okres zakończony 30 czerwca 2018 zgodnie z MSR 18 i MSR 11	Wpływ przejścia z MSR 18 i MSR 11 na MSSF 15	Okres zakończony 30 czerwca 2018 zgodnie z MSSF 15
Rachunek zysków i strat			
Przychody ze sprzedaży gazu	9 232	(128)	9 104
Przychody ze sprzedaży pozostałe	1 811	-	1 811
Przychody ze sprzedaży	11 043	(128)	10 915
Koszt sprzedanego gazu	(7 223)	-	(7 223)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(649)	-	(649)
Świadczenia pracownicze	(325)	-	(325)
Usługi przesyłowe, dystrybucyjne i magazynowe	(611)	128	(483)
Pozostałe usługi obce	(723)	-	(723)
Amortyzacja	(388)	-	(388)
Podatki i opłaty	(142)	-	(142)
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(57)	-	(57)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	3	-	3
Odpisy rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych i ich odwrócenie	320	-	320
Dywidendy	1 726	-	1 726
Przychody finansowe	221	-	221
Koszty finansowe	(115)	-	(115)
Razem	(7 963)	128	(7 835)
Zysk przed opodatkowaniem	3 080	-	3 080
Podatek dochodowy	(289)	-	(289)
Zysk netto	2 791	-	2 791

Wpływ zastosowania MSSF 9 został zaprezentowany poniżej:

Aktywa	Wartość bilansowa zgodnie ze stanem na 31 grudnia 2017	Wpływ MSFF 9 na Sprawozdanie z sytuacji finansowej	Wartość bilansowa zgodnie ze stanem na 1 stycznia 2018
Rzeczowe aktywa trwałe	12 021	-	12 021
Koncesje oraz prawo do użytkowania górniczego i informacji geologicznej	54	-	54
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	79	4	83
Udziały i akcje	9 800	-	9 800
Udzielone pożyczki	1 553	(22)	1 531
Pozostałe aktywa	727	-	727
Aktywa trwałe	24 234	(18)	24 216
Zapasy	2 231	-	2 231
Należności	2 442	(13)	2 429
Należności z tytułu wspólnego zarządzania środkami pieniężnymi (cash pooling)	284	(6)	278
Pochodne instrumenty finansowe	189	-	189
Udzielone pożyczki	2 042	(81)	1 961
Pozostałe aktywa	41	-	41
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 984	-	1 984
Aktywa obrotowe	9 213	(100)	9 113
AKTYWA RAZEM	33 447	(118)	33 329
Zobowiązania i kapitał własny			
Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	7 518	-	7 518
Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	7	-	7
Zakumulowane pozostałe całkowite dochody	23	-	23
Zyski zatrzymane	18 485	(140)	18 345
Kapitał własny razem	26 033	(140)	25 893
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	222	-	222
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	1 376	-	1 376
Pozostałe rezerwy	28	-	28
Dotacje	554	-	554
Pozostałe zobowiązania	108	3	111
Zobowiązania długoterminowe	2 288	3	2 291
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	1 998	-	1 998
Pochodne instrumenty finansowe	72	-	72
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	2 002	-	2 002
Zobowiązania z tytułu wspólnego zarządzania środkami pieniężnymi (cash pooling)	622	-	622
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	98	-	98
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	53	-	53
Pozostałe rezerwy	229	18	247
Pozostałe zobowiązania	52	1	53
Zobowiązania krótkoterminowe	5 126	19	5 145
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	7 414	22	7 436
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	33 447	(118)	33 329

Stan na 1 stycznia 2018	Klasyfikacja zgodnie z MSR39	Nowa klasyfikacja zgodnie z MSSF9	Wartość bilansowa zgodnie z MSR39	Nowa wartość bilansowa zgodnie z MSSF9
Aktywa finansowe				
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	pożyczki i należności	wyceniane według zamortyzowanego kosztu	1 984	1 984
Należności z tyt. dostaw i usług	pożyczki i należności	wyceniane według zamortyzowanego kosztu	2 442	2 429
Należności z tytułu wspólnego zarządzania środkami pieniężnymi (cash pooling)	pożyczki i należności	wyceniane według zamortyzowanego kosztu	284	278
Udzielone pożyczki	pożyczki i należności	wyceniane według zamortyzowanego kosztu	3 567	3 485
Udzielone pożyczki	pożyczki i należności	wyceniane do wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	28	7
Pozostałe aktywa - Środki pieniężne Funduszu Likwidacji Zakładu Górniczego	pożyczki i należności	wyceniane według zamortyzowanego kosztu	180	180
RAZEM aktywa finansowe			8 485	8 363

Spółka dominująca, na podstawie oceny modelu biznesowego oraz testu charakterystyk przepływów pieniężnych (testu SPPI), zidentyfikowała pożyczki wewnątrzgrupowe zawarte pomiędzy PGNiG S.A. a Elektrociepłownią Stalowa Wola S.A., które nie spełniają kryteriów MSSF 9 w zakresie przepływów tylko kapitału i odsetek. W związku z powyższym Spółka dokonała zmiany klasyfikacji tych aktywów z pozycji „Pożyczki i należności” do kategorii „Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat”. Na dzień 31 grudnia 2017 roku wartość bilansowa pożyczek niespełniających testu SPPI wynosiła 28 milionów złotych. Przeprowadzona na dzień 1 stycznia 2018 roku wycena do wartości godziwej zgodnie z MSSF 9 spowodowała korektę wartości pożyczek o 21 milionów złotych do wartości bilansowej w kwocie 7 milionów złotych.

7.2. Podatek odroczony

	Uznanie/Obciążenie			Uznanie/Obciążenie				
	Stan na 1 stycznia 2017	Wynik finansowy	Pozostałe całkowite dochody	Stan na 31 grudnia 2017	Wpływ wdrożenia MSSF9	Wynik finansowy	Pozostałe całkowite dochody	Stan na 30 czerwca 2018
Aktywa z tytułu podatku odroczonego								
Zobowiązanie z tyt. świadczeń pracowniczych	47	(1)	3	49	-	(1)	1	49
Rezerwa na koszty likwidacji odwertów	141	14	-	155	-	6	-	161
Pozostałe rezerwy	22	4	-	26	-	17	-	43
Wycena instrumentów pochodnych	18	(5)	-	13	-	100	-	113
Utrata wartości aktywów rzeczowych aktywów trwałych	214	(40)	-	174	-	(57)	-	117
Pozostałe	37	(11)	-	26	-	(9)	-	17
Razem	479	(39)	3	443	-	56	1	500
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego								
Różnica w stawkach amortyzacyjnych rzeczowych aktywów trwałych	359	(67)	-	292	-	38	-	330
Wycena instrumentów pochodnych	65	(17)	(14)	34	-	85	(9)	110
Pozostałe	59	(21)	-	38	(4)	2	-	36
Razem	483	(105)	(14)	364	(4)	125	(9)	476
Kompensata aktywów i zobowiązań	(479)	-	-	(364)	-	-	-	(476)
Stan po kompensacie:	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywa	-	-	-	79	-	-	-	24
Zobowiązania	4	-	-	-	-	-	-	-
Wpływ netto zmian w okresie		66	17		4	(69)	10	

Spółka rozpoznała wpływ wdrożenia MSSF9 na zobowiązanie z tytułu podatku odroczonego w wartości 4 mln zł. Z uwagi na prezentację podatku odroczonego w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w wartości netto, saldo aktywa z tytułu podatku odroczonego zostało skorygowane o wskazaną wartość zobowiązania.

7.3. Odpisy aktualizujące

	Rzeczowe aktywa trwałe, koncesje oraz prawo do użytkowania górniczego i informacji geologicznej	Pozostałe aktywa	Udzielone pożyczki	Udziały i akcje	Zapasy	Należności	Należności z tyt. wspólnego zarządzania środkami pieniężnymi (cash pooling)	Aktywa finansowe krótkoterminowe	Razem
Stan na 1 stycznia 2017	3 231	15	56	2 567	72	309	-	40	6 290
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	1 203	3	4	104	88	222	-	-	1 624
Przeniesienia	-	2	-	(2)	-	-	-	-	-
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(772)	-	(10)	-	(57)	(212)	-	-	(1 051)
Pozostałe zmiany	(65)	-	-	-	-	-	-	-	(65)
Stan na 31 grudnia 2017	3 597	20	50	2 669	103	319	-	40	6 798
Wpływ wdrożenia MSSF9	-	-	81	-	-	13	6	-	100
Stan na 1 stycznia 2018 (dane przekształcone)	3 597	20	131	2 669	103	332	6	40	6 898
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	240	-	72	16	38	234	-	-	600
Przeniesienia	-	(5)	-	7	-	(2)	-	-	-
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(560)	-	(63)	-	(81)	(166)	(6)	-	(876)
Pozostałe zmiany	(40)	-	-	-	-	-	-	-	(40)
Stan na 30 czerwca 2018	3 237	15	140	2 692	60	398	-	40	6 582

7.4. Rezerwy

	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Rezerwa na świadectwa pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej	Rezerwa na zobowiązania dotyczące prac poszukiwawczych za granicą	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na karę UOKiK	Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	Rezerwa na gwarancje finansowe	Pozostałe rezerwy	Razem
Stan na 1 stycznia 2017	1 272	29	194	26	10	8	-	9	1 548
Utworzenie ujęte w koszcie wytworzenia rzeczowych aktywów trwałych	192	-	-	-	-	-	-	-	192
Zwiększenia ujęte w rachunek zysków i strat	63	29	-	-	-	-	-	12	104
Wykorzystanie	(34)	(18)	-	-	-	-	-	-	(52)
Zmniejszenia ujęte w rachunek zysków i strat	(64)	(2)	(32)	-	-	(2)	-	(6)	(106)
Stan na 31 grudnia 2017	1 429	38	162	26	10	6	-	15	1 686
Wpływ wdrożenia MSSF9	-	-	-	-	-	-	18	-	18
Stan na 1 stycznia 2018 (dane przekształcone)	1 429	38	162	26	10	6	18	15	1 704
Utworzenie ujęte w koszcie wytworzenia rzeczowych aktywów trwałych	66	-	-	-	-	-	-	-	66
Zwiększenia ujęte w rachunek zysków i strat	18	18	13	-	-	1	-	20	70
Wykorzystanie	(6)	(2)	-	-	(10)	-	-	-	(18)
Zmniejszenia ujęte w rachunek zysków i strat	(13)	(1)	-	-	-	(1)	(12)	-	(27)
Pozostałe zmiany	-	-	-	-	-	-	2	-	2
Stan na 30 czerwca 2018	1 494	53	175	26	-	6	8	35	1 797

7.5. Przychody ze sprzedaży

	Razem		Sprzedaż w Polsce		Sprzedaż poza Polskę	
	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2017	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2017	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2017
Przychody ze sprzedaży gazu, w tym:	9 104	8 116	8 719	7 787	385	329
Gaz wysokometanowy	8 577	7 362	8 288	7 097	289	265
Gaz zaazotowany	686	638	629	609	57	29
Gaz propan butan	32	31	32	31	-	-
Gaz LNG	42	44	42	44	-	-
Hel	47	41	8	6	39	35
Korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających	(280)	-	(280)	-	-	-
Przychody ze sprzedaży pozostałe, w tym:	1 811	1 529	1 481	1 332	330	197
Ropa naftowa z gazoliną	717	571	504	411	213	160
Sprzedaż energii elektrycznej	624	550	553	513	71	37
Prawo do dysponowania instalacjami magazynowymi	284	288	284	288	-	-
Jednostki emisji CO ₂	4	-	4	-	-	-
Inne	182	120	136	120	46	-
Razem przychody	10 915	9 645	10 200	9 119	715	526

Najistotniejsze przychody Spółka generuje przede wszystkim z wydobycia i obrotu gazem ziemnym, produkcji i sprzedaży energii elektrycznej oraz sprzedaży ropy naftowej do kontrahentów biznesowych. Sprzedaż realizowana jest bezpośrednio do kontrahentów oraz za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii. Termin przekazania dóbr, co do zasady, następuje w określonym momencie czasu. Sprzedaż realizowana jest na podstawie krótkoterminowych kontraktów indywidualnych spełniających definicję „umowy” określoną w MSSF 15. Kontrakty te są zawierane na bazie długoterminowych umów ramowych. Umowy rozliczane są w oparciu o wynagrodzenie wynikające z określonej ceny zwartej w umowie oraz ilości odebranego dobra.

Ponadto, zgodnie z wymogami MSSF 15, Spółka określając swoją rolę jako agent (pośrednik) prezentuje przychody osiągnięte z tytułu sprzedaży usług dystrybucyjnych i przesyłowych przenoszonych na klienta w wartości netto tj. po pomniejszeniu o przypadające im koszty zakupu od operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego. Spółka, zawierając umowy kompleksowe z klientami, nie ponosi głównej odpowiedzialności za realizację usług przesyłowych i dystrybucyjnych, nie ma wpływu na główne cechy świadczonych usług oraz nie może swobodnie ustalać ich ceny co prowadzi do wniosku, że pośredniczy w ich sprzedaży

7.6. Koszty operacyjne

	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2017
Koszt sprzedanego gazu	(7 223)	(6 315)
Paliwo gazowe	(7 232)	(6 344)
Wynik na transakcjach zabezpieczających ceny gazu	9	29
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(649)	(593)
Energia na cele handlowe	(601)	(535)
Zużycie innych surowców i materiałów	(48)	(58)
Świadczenia pracownicze	(325)	(303)
Wynagrodzenia	(242)	(226)
Składki na ubezpieczenie społeczne	(61)	(57)
Pozostałe świadczenia pracownicze	(39)	(36)
Rezerwy na świadczenia pracownicze	17	16
Usługi przesyłowe, dystrybucyjne i magazynowe	(483)	(558)
Pozostałe usługi obce	(723)	(450)
Usługi regazyfikacji	(181)	(177)
Koszt spisanych odwiertów negatywnych	(366)	(96)
Koszt spisanych badań sejsmicznych	-	(1)
Usługi remontowe i budowlane	(17)	(15)
Usługi geologiczne i poszukiwawcze	(17)	(25)
Usługi eksploatacji zasobów mineralnych	(10)	(12)
Usługi likwidacji odwiertów	(2)	(4)
Inne usługi	(130)	(120)
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	320	71
Odpisy rzeczowych aktywów trwałych	320	72
Odpisy wartości niematerialnych	-	(1)
Razem	(9 083)	(8 148)

7.7. Pozostałe przychody i koszty operacyjne

	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2017
Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych	(2)	(9)
Zmiana stanu odpisów na zapasy	42	(43)
Zmiana stanu rezerwy na koszty likwidacji odwiertów	(5)	(5)
Zmiana stanu rezerwy na świadectwa pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej	(17)	(29)
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(9)	(28)
Zmiana stanu pozostałych rezerw	(20)	(37)
Zmiana stanu odpisu na należności i odsetki na należności	(64)	9
Pozostałe	18	11
Razem pozostałe przychody i koszty operacyjne	(57)	(131)

7.8. Przychody i koszty finansowe

	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2017
Przychody finansowe		
Zysk z wyceny i realizacji transakcji terminowych	-	43
Przychody z tytułu odsetek	96	96
Dodatnie różnice kursowe	82	-
Wycena pożyczki do wartości godziwej	22	-
Pozostałe przychody finansowe	21	3
Razem przychody finansowe	221	142
Koszty finansowe		
Strata z wyceny i realizacji transakcji terminowych	(84)	-
Odsetki od zadłużenia oraz prowizje od zaciągniętego długu	(22)	(73)
Ujemne różnice kursowe	-	(49)
Utrata wartości udziałów, akcji oraz innych papierów wartościowych	(5)	(40)
Pozostałe	(4)	(3)
Razem koszty finansowe	(115)	(165)

7.9. Podatek dochodowy

Uzgodnienie efektywnej stawki podatku	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2017
Zysk przed opodatkowaniem	3 080	2 033
Podatek według stawki podatkowej obowiązującej w okresie (19%)	(585)	(386)
Otrzymane dywidendy	328	227
Pozostałe przychody nie zaliczane do dochodu do opodatkowania	74	25
Koszty nie uznawane za koszty uzyskania przychodu	(106)	(72)
Podatek dochodowy według efektywnej stawki podatkowej	(289)	(206)
Podatek dochodowy bieżący	(220)	(196)
Odroczony podatek dochodowy	(69)	(10)
Efektywna stopa podatkowa	9%	10%

7.10. Rzeczowe aktywa trwałe

	Stan na 30 czerwca 2018	Stan na 31 grudnia 2017
Grunty	43	43
Budynki i budowle	7 126	6 981
Urządzenia techniczne i maszyny	2 331	2 386
Środki transportu i pozostałe	110	102
Razem środki trwałe	9 610	9 512
Środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	2 012	2 055
Środki trwałe w budowie pozostałe	457	454
Razem rzeczowe aktywa trwałe	12 079	12 021

7.11. Pochodne instrumenty finansowe

Typ instrumentu zabezpieczającego	Wartość nominalna	Wartość bilansowa		Nazwa pozycji w bilansie, która zawiera instrument zabezpieczający	Zmiana wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego stosowanego jako podstawa ujęcia nieefektywności zabezpieczenia w danym okresie	Zyski lub straty z tytułu zabezpieczenia dla okresu sprawozdawczego, które zostały ujęte w innych całkowitych dochodach	Kwota nieefektywności zabezpieczenia ujęta w rachunku zysków i strat	Pozycja zestawienia całkowitych dochodów (rachunku zysków i strat), w której ujęto kwotę nieefektywności	Kwota przeklasyfikowana z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do wyniku finansowego jako korekta z tytułu przeklasyfikowania	Pozycja w sprawozdaniu z całkowitych dochodów (rachunku zysków i strat), która zawiera korektę z tytułu przeklasyfikowania
		Aktywa	Zobowiązania							
ZABEZPIECZENIA PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH										
RYZYO WALUTOWE										
Forwardy na kupno waluty (USD)	4 493	320	-	Pochodne instrumenty finansowe	319	319	-	Przychody / koszty operacyjne	nie dotyczy	nie dotyczy
Forwardy rozliczane do średniej na sprzedaż waluty (EUR)	5 674	-	103	Pochodne instrumenty finansowe	(103)	(103)	-	Przychody / koszty operacyjne	-	Przychody ze sprzedaży gazu
RYZYO CEN TOWARÓW										
Kontrakty basis swap na indeksy cen gazu	1 088	47	58	Pochodne instrumenty finansowe	(11)	(11)	-	Przychody / koszty operacyjne	(8)	Przychody ze sprzedaży gazu
Kontrakty swap na indeksy cen gazu	2 485	6	304	Pochodne instrumenty finansowe	(299)	(295)	(3)	Przychody / koszty operacyjne	(272)	Przychody ze sprzedaży gazu
Kontrakty swap na indeksy cen produktów ropopochodnych	112	22	-	Pochodne instrumenty finansowe	22	22	-	Przychody / koszty operacyjne	nie dotyczy	nie dotyczy
ZABEZPIECZENIE WARTOŚCI GODZIWEJ										
Razem	13 852	395	465	-	(72)	(68)	(3)	-	(280)	-

Pozycje zabezpieczone	Zmiana wartości pozycji zabezpieczonej stosowanej jako podstawa ujęcia nieefektywności zabezpieczenia w danym okresie	Saldo rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych dla kontynuowanych zabezpieczeń	Saldo pozostające w rezerwie z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych z tytułu wszelkich powiązań zabezpieczających, dla których nie stosuje się już rachunkowości zabezpieczeń
RYZIKO WALUTOWE			
Koszt zakupionego gazu (USD)	(319)	319	nie dotyczy
Koszt zakupionego gazu (USD)	103	(103)	nie dotyczy
RYZIKO CEN TOWARÓW			
Kontrakty na gaz indeksowane do miesięcznych indeksów cen gazu	11	(3)	8
Kontrakty na gaz indeksowane do dziennych indeksów cen gazu	295	(283)	nie dotyczy
Kontrakty na gaz indeksowane do miesięcznych indeksów cen produktów ropopochodnych	(22)	22	nie dotyczy
RAZEM	68	(48)	8

	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2018	6 miesięcy zakończone 30 czerwca 2017
Stan na początek okresu	8	84
RYZIKO WALUTOWE		
Zyski lub straty wynikające z zabezpieczenia, ujęte w pozostałych całkowitych dochodach w ciągu okresu sprawozdawczego	250	(14)
Część straty przeniesiona do rachunku zysków i strat w związku z brakiem oczekiwania wystąpienia pozycji zabezpieczonej	-	-
Kwota przeklasyfikowana z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do rachunku zysków i strat jako korekta z tytułu przeklasyfikowania	-	-
Kwota przeklasyfikowana przeniesiona z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych i ujęta jako korekta wartości bilansowej zapasów	(25)	-
RYZIKO CEN TOWARÓW		
Zyski lub straty wynikające z zabezpieczenia, ujęte w pozostałych całkowitych dochodach w ciągu okresu sprawozdawczego	(536)	(91)
Część straty przeniesiona do rachunku zysków i strat w związku z brakiem oczekiwania wystąpienia pozycji zabezpieczonej	-	-
Kwota przeklasyfikowana z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do rachunku zysków i strat jako korekta z tytułu przeklasyfikowania	280	(28)
Kwota przeniesiona z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych i ujęta jako korekta wartości bilansowej zapasów	(7)	nie dotyczy
Kwota przeklasyfikowana z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do rachunku zysków i strat jako korekta z tytułu przeklasyfikowania dla tych powiązań dla których rachunkowość zabezpieczeń nie jest już stosowana	(9)	-
Stan na koniec okresu	(39)	(49)

8. OŚWIADCZENIA ZARZĄDU

Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia śródrocznych skróconych sprawozdań finansowych

Zarząd PGNiG S.A. oświadcza, że wedle swojej najlepszej wiedzy, skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG oraz skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe PGNiG S.A., sporządzone na dzień 30 czerwca 2018 roku i dane porównywalne sporządzone zostały zgodnie z obowiązującymi zasadami rachunkowości oraz odzwierciedlają w sposób prawdziwy, rzetelny i jasny sytuację majątkową i finansową Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A. oraz ich wyniki finansowe.

Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do przeglądu śródrocznych skróconych sprawozdań finansowych

Zarząd PGNiG S.A. oświadcza, że podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych, dokonujący przeglądu skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG oraz skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego PGNiG S.A., sporządzonych na dzień 30 czerwca 2018 roku, został wybrany zgodnie z przepisami prawa.

Podmiot ten oraz biegli rewidenci, dokonujący przeglądu tych sprawozdań, spełniali warunki do wydania bezstronnego i niezależnego raportu z przeglądu, zgodnie z obowiązującymi przepisami i standardami zawodowymi.

Zarząd PGNiG S.A.:

Prezes Zarządu

Piotr Woźniak

Wiceprezes Zarządu

Radosław Bartosik

Wiceprezes Zarządu

Łukasz Kroplewski

Wiceprezes Zarządu

Michał Pietrzyk

Wiceprezes Zarządu

Maciej Woźniak

Wiceprezes Zarządu

Magdalena Zegarska

Warszawa, dnia 28 sierpnia 2018 roku



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Sprawozdanie Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG

za I półrocze 2018 r.

Definicje

Ilekcroć w niniejszym Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG i Grupy Kapitałowej PGNiG występują poniższe frazy, i w treści sprawozdania nie jest wskazane inaczej, następujące skróty i wyrażenia należy interpretować odpowiednio:

Nazwy własne spółek i oddziałów: „**PGNiG**” lub „**Spółka**” lub „**Emitent**” – PGNiG S.A. jako podmiot dominujący grupy kapitałowej; „**GK PGNiG**” lub „**Grupa PGNiG**” – Grupa Kapitałowa PGNiG, w skład której wchodzi PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz spółki zależne; „**CLPB**” – Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze PGNiG S.A.; „**ECSW**” – Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.; „**EXALO**” – EXALO Drilling S.A.; „**Gazoprojekt**” – PGNiG Gazoprojekt S.A.; „**GEOFIZYKA Kraków**” – GEOFIZYKA Kraków S.A. w likwidacji; „**GEOFIZYKA Toruń**” – GEOFIZYKA Toruń S.A.; „**GEOVITA**” – GEOVITA S.A.; „**GSP**” – Gas Storage Poland Sp. z o.o.; „**PGNiG OD**” – PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.; „**PGNiG Technologie**” – PGNiG Technologie S.A.; „**PGNiG TERMIKA**” – PGNiG TERMIKA S.A.; „**PGNiG TERMIKA EP**” – PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa SA; „**PGNiG UN**” – PGNiG Upstream Norway AS; „**PGNiG UNA**” – PGNiG UPSTREAM NORTH AFRICA B.V.; „**PGG**” – Polska Grupa Górnicza S.A.; „**PSG**” – Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.; „**PST**” – PGNiG Supply & Trading GmbH; „**PST ES**” – PST Europe Sales GmbH.

Nazwy instytucji, podmiotów rynku kapitałowego i rynków energii: „**EEX**” – European Energy Exchange (giełda energii w Niemczech); „**GASPOOL**” – GASPOOL Balancing Services GmbH (hub w Niemczech); „**GAZ-SYSTEM**” – Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.; „**GPW**” – Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.; „**KRS**” – Krajowy Rejestr Sądowy; „**NCG**” – NetConnect Germany GmbH & Co. KG (hub w Niemczech); „**NBP**” – National Balancing Point (hub w Wielkiej Brytanii); „**Terminal LNG**” - terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu; „**TGE**” – Towarowa Giełda Energii S.A.; „**TTF**” – Title Transfer Facility (hub w Holandii); „**URE**” – Urząd Regulacji Energetyki;

W zakresie stosowanych jednostek: „**bbl**” - 1 baryłka ropy naftowej; „**boe**” - ekwiwalent baryłki ropy naftowej; „**LNG**” - skroplony gaz ziemny (*ang. liquefied natural gas*); „**NGL**” - gaz składający się z cięższych niż metan molekuł: etanu, propanu, butanu, izobutanu itp. (*ang. Natural Gas Liquids*); „**PJ**” - 1 petadżul; „**TWh**” - 1 terawatogodzina.

W zakresie wskaźników ekonomicznych i finansowych: „**EBIT**” - zysk operacyjny (*ang. earnings before interest and taxes*); „**EBITDA**” - zysk operacyjny przed potrąceniem odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych, podatków, amortyzacji (*ang. earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*); „**EV**” - wartość przedsiębiorstwa (*ang. enterprise value*); „**P/BV**” - wskaźnik cena rynkowa/wartość księgową (*ang. price/book value*); „**P/E**” - wskaźnik Cena/Zysk (*ang. price to earnings*); „**ROA**” wskaźnik rentowności aktywów; „**ROE**” - wskaźnik rentowności kapitału własnego.

Inne stosowane skróty: „**C**” – ciepłownia; „**EC**” – elektrociepłownia; „**GIM**” – Grupa Instalacji Magazynowych; „**IM**” – instalacje magazynowe; „**KPMG**” – kavernowy podziemny magazyn gazu; „**NWZ**” – Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie; „**NZW**” – Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników; „**PMG**” – podziemny magazyn gazu; „**WZ**” – Walne Zgromadzenie; „**ZW**” – Zgromadzenie Wspólników.

W zakresie stosowanych oznaczeń walut: kwoty wyrażone w polskich złotych oznaczone są skrótem „**zł**” lub „**PLN**”; kwoty wyrażone w euro oznaczone są skrótem „**euro**” lub „**EUR**”; kwoty wyrażone w dolarach amerykańskich oznaczone są skrótem „**dolar**” lub „**USD**”; kwoty wyrażone w koronie norweskiej oznaczone są skrótem „**NOK**”; kwoty wyrażone w koronie szwedzkiej oznaczone są skrótem „**SEK**”; kwoty wyrażone w hrywnie ukraińskiej oznaczone są skrótem „**UAH**”; kwoty wyrażone w riale omańskim oznaczone są skrótem „**OMR**”.

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	41,86	7,5 - 7,8*	11,65
1 mln t LNG	1,38	1,23	1	55	8,68	14,34
1 PJ	0,026	0,023	0,019	1	0,1635	0,28
1 mln boe	0,16	0,128 - 0,133*	0,12	6,118	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 TREŚCI

1. Grupa Kapitałowa PGNiG w I półroczu 2018 roku	4
1.1. Kluczowe wskaźniki finansowe i operacyjne	4
1.2. Kalendarz wydarzeń	5
1.3. Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego	5
1.4. Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG	6
2. Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG	7
2.1. Misja, Wizja, Cel nadrzędny	7
2.2. Wyzwania	7
2.3. Strategia GK PGNiG	7
2.4. Ryzyko	8
2.5. Badania i Rozwój	9
3. Otoczenie regulacyjne i rynkowe.....	11
3.1. Otoczenie regulacyjne	11
3.2. Ceny paliw i kursy walut.....	14
4. Wyniki finansowe w I półroczu 2018 r.	19
4.1. Wybrane dane finansowe PGNiG	19
4.2. Wybrane dane finansowe GK PGNiG	20
4.3. Omówienie wyników finansowych GK PGNiG	21
4.4. Przewidywana sytuacja finansowa.....	24
5. Działalność operacyjna w I półroczu 2018 r.....	26
5.1. Segment Poszukiwanie i wydobywanie	26
5.2. Segment Obrót i magazynowanie	30
5.3. Segment Dystrybucja	37
5.4. Segment Wytwarzanie	39
6. Informacje uzupełniające dotyczące Grupy Kapitałowej PGNiG	41
6.1. Organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG	41
6.2. Pozostałe powiązania organizacyjne lub kapitałowe.....	42
6.3. Władze spółki.....	42
6.4. Postępowania sądowe	43
7. Akcjonariat oraz PGNiG na GPW	45
7.1. Struktura akcjonariatu	45
7.2. Dywidenda	45
8. Oświadczenie Zarządu PGNiG	46

1. Grupa Kapitałowa PGNiG w I półroczu 2018 roku

1.1. Kluczowe wskaźniki finansowe i operacyjne

20,9 mld zł przychody ze sprzedaży	4,3 mld zł EBITDA	3,0 mld zł EBIT	2,3 mld zł zysk netto	48,6 mld zł suma bilansowa
5. największa spółka na GPW*	33,0 mld zł kapitalizacja rynkowa	24,8 tys. liczba pracowników	6,3% ROE	4,7% ROA
7,1 EV/EBITDA	14,5 P/E	0,9 P/BV	22,6 mln zł średnia dzienna wartość obrotów	
0,7 mln ton wydobycie ropy naftowej, kondensatu i NGL	2,3 mld m ³ wydobycie gazu ziemnego	14,9 mld m ³ sprzedaż gazu ziemnego w segmencie OIM	3,0 mld m ³ pojemności magazynów	
0,4 mld m ³ sprzedaż gazu ziemnego w segmencie PIW	204 liczba koncesji wydobywczych	5,5 mld m ³ wolumen sprzedaży gazu na giełdach energii	7,3 mld m ³ wolumen importu gazu	
54 liczba kopalń ropy i gazu w Polsce	47 liczba koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż			
7 mln liczba klientów	184 tys. km długość gazowej sieci dystrybucyjnej wraz z przyłączami	23,5 PJ produkcja ciepła	2,1 TWh produkcja energii elektrycznej	
1 482 liczba zgazyfikowanych gmin	6,4 mld m ³ wolumen dystrybucji gazu	5,3 GW moc cieplna	1,1 GW moc energii elektrycznej	

*Pod względem kapitalizacji rynkowej wg stanu na dzień 30 czerwca 2018 r.

1.2. Kalendarz wydarzeń

Styczeń 2018

- Zawarcie w dniu 19 stycznia z GAZ-SYSTEM i w dniu 29 stycznia z duńskim operatorem systemu przesyłowego Energinet, umów na świadczenie usług przesyłu gazu w okresie od 1 października 2022 r. do 30 września 2037 r., w ramach procedury Open Season 2017 projektu Baltic Pipe, dotyczącej przesyłu gazu z Norwegii do Polski przez Danię. Łączna kwota zobowiązania wynikającego z zawarcia umów przesyłowych określona została na kwotę o wartości szacunkowej 8,1 mld zł.
- Zatwierdzenie 25 stycznia przez Prezesa URE nowej Taryfy Nr 6 w zakresie dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego PSG, obniżającej o średnio 7,37% ceny i stawki opłat sieciowych dla wszystkich grup taryfowych.

Luty 2018

- Odkrycie złoża gazu zlokalizowanego na terenie koncesji Lubliniec-Cieszanów o zdolnościach wydobywczych na poziomie 20 mln m³ gazu ziemnego rocznie.

Marzec 2018

- Podpisanie w dniu 2 marca kontraktu z Naftohaz Ukrainy na dostawy ponad 60 mln m³ gazu do końca marca 2018 r. w związku ze wstrzymaniem dostaw gazu przez Gazprom na Ukrainę.
- Zawarcie w dniu 8 marca przez ECSW umowy pożyczki z Bankiem Gospodarstwa Krajowego oraz PGNiG w kwocie 900 mln zł (po 450 mln zł od każdego pożyczkodawcy), z przeznaczeniem na refinansowanie długu ECSW wobec PGNiG i Tauron Polska Energia SA w łącznej wysokości 600 mln zł, oraz 300 mln zł na pokrycie jej dalszych wydatków inwestycyjnych. Data ostatecznej spłaty pożyczki przypada na 14 czerwca 2030 r.
- Zatwierdzenie 14 marca przez Prezesa URE zmiany Taryfy Nr 6 w zakresie obrotu paliwami gazowymi PGNiG OD, podwyższającej o średnio 1% ceny dla wszystkich grup taryfowych.
- Podpisanie 19 marca porozumienia o partnerstwie strategicznym z Mari Petroleum Company Ltd w obszarze upstream na rynku pakistańskim i poza jego granicami.

Kwiecień 2018

- Podpisanie 19 kwietnia przez spółki zależne PGNiG i LOTOS umowy współpracy w zakresie oferowania usługi bunkrowania statków paliwem LNG.

Maj 2018

- Zatwierdzenie w dniu 9 maja planów zagospodarowania złóż Ærflugl i Skogul przez Norweskie Ministerstwo Ropy i Energii.
- Uzyskanie przemysłowych przyłączy gazu z odwiertu w miejscowości Budy Głogowskie (powiat rzeszowski).

Czerwiec 2018

- Podpisanie 26 czerwca porozumienia dotyczącego dostaw łącznie 4 mln ton LNG rocznie z amerykańskimi firmami Port Arthur LNG oraz Venture Global LNG.
- Wydanie 29 czerwca przez Trybunał Arbitrażowy *ad hoc* korzystnego dla PGNiG wyroku częściowego w postępowaniu arbitrażowym przeciwko Gazprom, dotyczącym obniżenia ceny kontraktowej za gaz dostarczany przez na podstawie Kontraktu jamalskiego. > [Więcej informacji – pkt 5.2.3](#)

1.3. Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego

Lipiec 2018

- Podjęcie 20 lipca uchwały przez Zwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy PGNiG w sprawie przeznaczenia zysku finansowego netto za 2017 r. na kapitał rezerwowi i zapasowy. > [Więcej informacji – pkt 7.2](#)
- Zatwierdzenie 25 lipca przez Prezesa URE zmiany nr 2 Taryfy Nr 6 w zakresie obrotu paliwami gazowymi PGNiG OD, podwyższającej o średnio 5,9% ceny dla wszystkich grup taryfowych.

1.4. Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG

Na dzień 30 czerwca 2018 r. konsolidowane metodą pełną były spółki: PGNiG jako podmiot dominujący oraz 24 jednostki zależne, w tym 17 jednostek bezpośrednio konsolidowanych i 7 pośrednio.

✓ Rys. 1 Wykaz jednostek GK PGNiG podlegających konsolidacji metodą pełną



Nazwa spółki – spółka pośrednio zależna od PGNiG.
[nazwa kraju] - Kraj rejestracji jednostki (inny niż Polska).
*Główne miejsce prowadzenia działalności (inne niż kraj rejestracji).

2. Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG

2.1. Misja, Wizja, Cel nadrzędny

Misja: Jesteśmy zaufanym dostawcą energii dla domu i biznesu.

Wizja: Odpowiedzialnie i efektywnie dostarczamy innowacyjne rozwiązania energetyczne.

Cel nadrzędny: Wzrost wartości GK PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej.

2.2. Wyzwania

Na działalność GK PGNiG silnie wpływają czynniki zewnętrzne. Główne wyzwania, przed którymi stoi GK PGNiG to:

- zmiany na światowych rynkach paliwowo-energetycznych, w szczególności **wahania cen ropy naftowej i gazu ziemnego**, słabnąca korelacja pomiędzy rynkowymi cenami gazu i produktami ropochodnymi oraz dynamiczny **rozwój rynku LNG**, poprzez intensywny rozwój infrastruktury LNG na globalnym rynku, który prowadzi do światowej nadpodaży surowca i w konsekwencji do spadku cen LNG;
- **pogłębienie liberalizacji**, proces szczególnie widoczny w zakresie umów z klientami, procedury zmiany sprzedawcy oraz wymogu „obliga giełdowego” - obowiązku sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego na giełdach towarowych lub innym rynku regulowanym - niesie ryzyko utraty istotnej części klientów i ograniczenia przychodów z segmentu magazynowania;
- **konieczność zmiany struktury portfela zakupu gazu z importu** oraz dywersyfikacji źródeł dostaw w obliczu zbliżającej się perspektywy wygaśnięcia Kontraktu jamalskiego po 2022 r.;
- **zmiany polityk i regulacji prawnych**, w szczególności w obszarach opodatkowania wydobycia węgłowodorów, realizowania obliga giełdowego oraz niepewności dotyczącej modelu wsparcia kogeneracji gazowej, co w efekcie może wpłynąć na obniżenie przychodów GK PGNiG.

2.3. Strategia GK PGNiG

Strategia definiuje cel nadrzędny dla Grupy, jakim jest „Wzrost wartości GK PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej”. Jego realizacja będzie polegała na zrównoważonym rozwoju Grupy poprzez inwestowanie w obszary działalności cechujące się relatywnie wysoką stopą zwrotu, ale obciążone odpowiednio wyższym ryzykiem (ok. 45% łącznych planowanych nakładów przeznaczonych zostanie na obszar *upstream*), przy jednoczesnym inwestowaniu w obszary regulowane, cechujące się znacznym bezpieczeństwem inwestycyjnym (ok. 42% łącznych nakładów alokowanych będzie w obszar dystrybucji gazu oraz elektroenergetyki i ciepłownictwa). Dodatkowo w Strategii zarezerwowano ok. 4 mld zł na inne projekty rozwojowe, przede wszystkim w obszarach: dystrybucji, obrotu, elektroenergetyki i ciepłownictwa.

Założono, że na realizację polityki inwestycyjnej zostanie przeznaczonych łącznie ponad 34 mld zł w latach 2017-2022. 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.

Nowa Strategia określa 7 strategicznych obszarów działalności Grupy oraz definiuje dla nich cele i aspiracje na lata 2017-2022:

1. w obszarze poszukiwanie i wydobycie – zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów o ok. 35%, zwiększenie poziomu wydobycia węgłowodorów o ok. 41%, istotne obniżenie jednostkowych kosztów poszukiwań i rozpoznania złóż, a także utrzymanie jednostkowych kosztów zagospodarowania złóż i wydobycia węgłowodorów;
2. w obszarze obrotu hurtowego – budowę zdywersyfikowanego i konkurencyjnego portfela dostaw gazu ziemnego po 2022 r. oraz zwiększenie łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego o ok. 7%;
3. w obszarze obrotu detalicznego – maksymalizację marży w obrocie detalicznym, przy utrzymaniu łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego na rynku detalicznym na poziomie ok. 67-69 TWh rocznie;
4. w obszarze magazynowania – zabezpieczenie docelowych dostępnych pojemności magazynowych dostosowanych do popytu oraz poprawa efektywności obszaru magazynowania;
5. w obszarze dystrybucji – budowę łącznie ponad 300 tys. nowych przyłączy gazowych oraz zwiększenie wolumenu dystrybucji gazu o ok. 16%;
6. w obszarze energetyki i ciepłownictwa – zwiększenie wolumenu sprzedaży ciepła i energii elektrycznej o ok. 20%;
7. w obszarze centrum korporacyjnego – zwiększenie zaangażowania oraz efektywności w realizacji projektów badawczo-rozwojowych oraz innowacyjnych (łącznie planowane wydatki na ten obszar przewidziano na poziomie ok. 680 mln zł), poprawę efektywności operacyjnej GK PGNiG oraz budowa wizerunku Grupy.

Cele strategiczne w poszczególnych obszarach oraz podsumowanie ich realizacji w I półroczu zostały szczegółowo opisane w [punktach 5.1-5.4.](#)

2.4. Ryzyko

W I półroczu 2018 r. nie nastąpiły istotne zmiany w charakterze, sile oddziaływania i poziomie prawdopodobieństwa wystąpienia ryzyka w działalności GK PGNiG. Szczegółowy opis ryzyka w poszczególnych segmentach działalności został zamieszczony w pkt. 8 Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG za 2017 r. > www.pgnig.pl

Grupa PGNiG prowadzi bieżący monitoring i ocenę ryzyka oraz podejmuje działania mające na celu minimalizację jego wpływu na jej sytuację finansową. Główne rodzaje ryzyka finansowego, na które narażona jest GK PGNiG to:

- ryzyko rynkowe: ryzyko cen towarów, ryzyko walutowe oraz ryzyko stopy procentowej;
- ryzyko kredytowe;
- ryzyko płynności.

Szczegółowy opis powyższego ryzyka ujęto w Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy Kapitałowej PGNiG za 2017 r. w punkcie 7.3. > www.pgnig.pl

Ryzyko rynkowe PGNiG jest zabezpieczane poprzez zawieranie pochodnych instrumentów zabezpieczających.

Zabezpieczenie ryzyka walutowego i rachunkowość zabezpieczeń

W ramach realizacji strategii zarządzania ryzykiem polegającej w szczególności na zarządzaniu ryzykiem otwartej pozycji netto w kontraktach dotyczących zakupu i sprzedaży gazu oraz produktów ropopochodnych, Spółka zabezpiecza ryzyko walutowe wynikające z ponoszonych kosztów zakupu gazu i produktów ropopochodnych w kontraktach rozliczanych w walucie obcej poprzez zawieranie odpowiednich walutowych instrumentów pochodnych.

Celem działań PGNiG w zakresie zabezpieczania ryzyka walutowego jest zagwarantowanie określonego poziomu wartości złotowej ponoszonych przez Spółkę wydatków w EUR oraz USD związanych z zakupem gazu i produktów ropopochodnych w kontraktach długoterminowych.

PGNiG stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych w odniesieniu do przyszłych, wysoce prawdopodobnych walutowych kosztów zakupu gazu i produktów ropopochodnych w kontraktach rozliczanych w EUR oraz USD w większości wynikających z zawartych instrumentów zabezpieczających ryzyko towarowe.

Instrumentami zabezpieczającymi są *forwards* na kupno lub sprzedaż USD,

Spółka ustala, czy między pozycją zabezpieczaną a instrumentem zabezpieczającym istnieje powiązanie ekonomiczne poprzez porównanie kluczowych warunków pozycji zabezpieczanej oraz instrumentu zabezpieczającego.

Z uwagi na perfekcyjne dopasowanie kluczowych warunków kontraktowych pozycji zabezpieczanej z instrumentem zabezpieczającym (ta sama ilość tej samej waluty oraz ten sam termin rozliczenia), Spółka stwierdza, że wskaźnik zabezpieczenia inny niż 1 : 1 powodowałby brak równowagi powiązania zabezpieczającego powodujący nieefektywność zabezpieczenia oraz byłby niezgodny z celem stosowania niniejszego powiązania zabezpieczającego i strategią zarządzania ryzykiem w Spółce.

W zakresie ryzyka walutowego w powiązaniach zabezpieczających przepływy pieniężne głównymi zidentyfikowanymi przez Spółkę źródłami nieefektywności są:

- ryzyko kredytowe instrumentu zabezpieczającego,
- ryzyko kredytowe kontrahenta pochodnego instrumentu zabezpieczającego ryzyko towarowe, z którego to instrumentu pochodnego w połączeniu ze zmiennymi przepływami towarowymi wynika stały przepływ w walucie, zabezpieczony w niniejszej relacji.

Spółka nie identyfikuje innych niż powyżej wskazane źródeł nieefektywności w zakresie stosowanych powiązań zabezpieczających ryzyko walutowe.

Zabezpieczenie ryzyka cen towarów i rachunkowość zabezpieczeń

W ramach realizacji strategii zarządzania ryzykiem polegającej w szczególności na zarządzaniu ryzykiem otwartej pozycji netto w kontraktach dotyczących zakupu i sprzedaży gazu oraz produktów ropopochodnych, Spółka zabezpiecza ryzyko cen gazu oraz produktów ropopochodnych poprzez zawieranie odpowiednich instrumentów pochodnych (*basis swap* i *swap*) na indeksy, o które oparte są formuły cenowe kontraktów dotyczących zakupu i sprzedaży gazu oraz produktów ropopochodnych wynikające z odpowiednich warstw wyznaczonych na prognozowanych przychodach lub kosztach w zależności od tego, która pozycja dominuje.

Powyższa strategia jest realizowana przez Spółkę w celu uzyskania określonej wielkości marży wynikającej z nabywania i sprzedaży gazu po cenach wynikających z formuł cenowych opartych o różne indeksy pochodzące z różnych rynków.

Spółka stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych w odniesieniu do przyszłych, wysoce prawdopodobnych przepływów pieniężnych wynikających z kupna / sprzedaży gazu i produktów ropopochodnych.

Instrumentami zabezpieczającymi są:

- kontrakty *basis swap* zamieniające odpowiedni miesięczny indeks cen gazu na odpowiedni dzienny indeks cen gazu;
- kontrakty *swap* zamieniające odpowiedni indeks cen gazu (miesięczny lub dzienny, z różnych rynków) lub ropy naftowej na cenę stałą.

Spółka ustala, czy między pozycją zabezpieczaną opartą o dany indeks cen gazu lub produktów ropopochodnych a instrumentem zabezpieczającym istnieje powiązanie ekonomiczne poprzez porównanie kluczowych warunków pozycji zabezpieczanej oraz instrumentu zabezpieczającego.

W zakresie powiązań zabezpieczających, w których pozycja zabezpieczana oparta jest o różne indeksy cen gazu traktowane łącznie a instrument zabezpieczający oparty jest o inne, ale skorelowane indeksy cen gazu, Spółka ustala, czy między pozycją zabezpieczaną a instrumentem zabezpieczającym istnieje powiązanie ekonomiczne poprzez:

- analizę współczynników korelacji pomiędzy odpowiednimi indeksami, oraz
- test liczbowy wykonany metodą regresji liniowej dla przyjętych scenariuszy zachowania się poziomów właściwych indeksów.

Z uwagi na perfekcyjne dopasowanie kluczowych warunków kontraktowych pozycji zabezpieczanej opartej o pojedynczy indeks cen gazu lub produktów ropopochodnych z instrumentem zabezpieczającym, Spółka stwierdza, że wskaźnik zabezpieczenia inny niż 1 : 1 powodowałby brak równowagi powiązania zabezpieczającego powodujący nieefektywność zabezpieczenia oraz byłby niezgodny z celem stosowania niniejszego powiązania zabezpieczającego i strategią zarządzania ryzykiem w Spółce.

Z uwagi na fakt, że pozycja zabezpieczana oparta o różne indeksy cen gazu traktowane łącznie składa się z kontraktów na gaz opartych o różne indeksy, podczas gdy instrument zabezpieczający oparty jest o inne, ale skorelowane indeksy, wskaźnik zabezpieczenia stanowi współczynnik nachylenia dla równania regresji liniowej wyznaczonego na szeregu obserwacji historycznych wszystkich indeksów z uwzględnieniem struktury portfela na dzień pomiaru.

W zakresie ryzyka cen towarów w powiązaniach zabezpieczających przepływy pieniężne głównymi zidentyfikowanymi przez Spółkę źródłami nieefektywności są:

- niedopasowanie indeksu pozycji zabezpieczanej i instrumentu zabezpieczającego dla pozycji zabezpieczanej opartej o różne indeksy cen gazu traktowane łącznie;
- niepełne dopasowanie wolumetryczne;
- ryzyko kredytowe instrumentu zabezpieczającego.

Spółka nie identyfikuje innych niż powyżej wskazane źródeł nieefektywności w zakresie stosowanych powiązań zabezpieczających ryzyko cen towarów.

Szczegółowe informacje o zawartych instrumentach pochodnych zostały zamieszczone w rozdziałach 4.10. i 7.11 Raportu Okresowego za I półrocze 2018 r.

2.5. Badania i Rozwój

W I półroczu 2018 r. w PGNiG kontynuowano działania projektowe w obszarze badań, rozwoju i innowacji. Zakończony został I konkurs programu INGA, na który wpłynęły 64 wnioski konkursowe (w tym 34 dla PGNiG SA) na łączną kwotę 390 mln zł. Pozyskano 36 nowych ofert na wykonanie prac badawczo-rozwojowych z 12 instytucji badawczych. Kontynuowany jest projekt *Geo-Metan* mający na celu pozyskaniem nowego źródła gazu – metanu z pokładów węgla kamiennego. Podejmowane są prace związane z pozyskiwaniem świadectw efektywności energetycznej – złożono wnioski na ponad 68 mln zł. Intensyfikowana jest współpraca ze *startupami* zarówno w istniejących programach jak i w nowo zaproponowanej formule. PGNiG otrzymało główną nagrodę w kategorii „Przełomowe Rozwiązanie”, w konkursie „Nagrody Gospodarcze Polskiego Radia” za centrum *startupowe* InnVento.

Do najważniejszych osiągnięć w obszarze B+R+I w I półroczu 2018 r. należą:

- INGA - formalne uruchomienie programu, nabór i ocena wniosków konkursowych - zgłoszone zostało 64 wnioski, w tym 34 dla PGNiG SA. W III i IV kw. 2018 r. planowany jest wybór najlepszych wniosków i podpisywanie umów z wykonawcami. Program INGA będzie realizowany w następujących obszarach badawczych: Poszukiwanie, wydobywanie węglowodorów oraz produkcja paliw gazowych, Pozyskanie metanu z pokładów węgla kamiennego, Materiały do budowy i eksploatacji sieci gazowych, Sieci gazowe, Użytkowanie, obrót i nowe zastosowania LNG i CNG, Technologie wodorowe i paliwa gazowe, Technologie współpracy z klientami, Ochrona środowiska;
- Pozyskanie 36 ofert na prace badawczo-rozwojowe z 12 instytucji badawczych na łączną kwotę ponad 46 mln zł. Jednocześnie podpisano 7 nowych umów na prace B+R na kwotę 3,7 mln zł;
- Powołano Radę Portfela Obszaru B+R w ramach PGNiG - odpowiadającą za zasady kwalifikacji i zarządzania portfelem projektów B+R oraz koordynuje współpracę w tym zakresie w ramach Grupy PGNiG;
- ELIZA - rozpoczęcie projektu z obszaru problematyki i technologii wodorowych umożliwiających uzyskania nowych kompetencji i możliwości biznesowych w zakresie produkcji, magazynowania i transportu wodoru oraz zwiększenia wolumenu gazu na rynku polskim;
- Izotop hel-3 - uruchomienie prac związanych z technologią uzyskania izotopu helu-3 z ciekłego helu; izotop hel-3 jest niezwykle poszukiwanym materiałem stosowanym w systemach bezpieczeństwa, diagnostyce medycznej i energetyce jądrowej;
- Rozpoczęcie działalności Centrum Kompetencji Technicznych LNG przy CLPB PGNiG;
- SMOK - komercjalizacja systemu rozliczania LNG w oparciu o metody dynamiczne pomiaru bezpośredniego, metody typu SMOK, dla przetankowań i docelowo bunkrowań paliw LNG w basenie Morza Bałtyckiego jak i wód śródlądowych;
- „LNG Sampling” - inicjacja procesu komercjalizacji mobilnych systemów próbkowania LNG na stacjach regazyfikacji, który pozwoli na dalsze podniesienie dokładności rozliczeń energetycznych LNG w dowolnej skali;

- Opracowanie i wdrożenie Modelu ochrony własności intelektualnej w obszarze B+R, tj. zbioru zasad oraz wytycznych (m.in. w postaci tzw. „dobrych praktyk”), które obejmują obszar ochrony i zarządzania własnością intelektualną w obszarze B+R. Model wykorzystywany będzie także dla realizacji działań z obszaru innowacji PGNiG;
- „Turboekspander małej mocy” i „MiniDrill - Technologia wierceń małosrednicowych przy użyciu wody” - zakończenie faz badawczo-rozwojowych projektów B+R+I oraz rozpoczęcie prac nad uruchomieniem kolejnych etapów realizacji w/w projektów celem osiągnięcia fazy komercjalizacji;
- FORESIGHT - rekomendacje dotyczące ukierunkowania strumienia finansowania projektów w portfelu obszarowym badań, rozwoju i innowacji na podstawie przeprowadzonych w PGNiG eksperckich badań ankietowych dotyczących oceny kluczowych i perspektywicznych zagadnień dotyczących przedmiotu zainteresowania Spółki w obszarze B+R+I;
- Efektywność energetyczna - realizacja przedsięwzięć poprawiających efektywność energetyczną. W 2018 r. zostało złożonych wnioski o wydanie świadectw efektywności energetycznej o łącznym wolumenie 45,5 tys. toe, których szacowana wartość wynosi 68 216 000 zł;
- Monitoring realizacji 86 projektów innowacyjnych w GK PGNiG finansowanych z budżetu Spółek i 14 projektów finansowanych z budżetu innowacji;
- Zakończenie czterech projektów innowacyjnych: „Efektywność Energetyczna”, „System Zarządzania Energią”, „Platforma crowdsourcingowa” i „VORTEX”;
- *Geo-Metan* - kontynuacja realizacji projektu, który pozwoli na wykorzystanie znacznego potencjału zasobowego metanu w zagłębiach węglowych, równocześnie ma szansę w znaczący sposób poprawić bezpieczeństwo eksploatacji, rentowność kopalń oraz zmniejszyć emisję metanu do atmosfery. Podjęto m.in. następujące działania:
 - podpisanie listów intencyjnych w zakresie nawiązania współpracy z trzema spółkami węglowymi – Tauron, JSW, PGG, będących właścicielami kopalni, które zostały wskazane do przeprowadzenia testów.
 - opracowanie i przekazanie do spółek węglowych dokumentu „Kryteria wyboru lokalizacji wierceń”
 - wystąpienie do Ministra Energii z prośbą o rekomendację projektu o dofinansowanie ze środków NFOŚiGW
 - wystąpienie do Głównego Geologa Kraju ws. kwalifikacji przedeksplatacyjnego odmetanowywania pokładów węgla kamiennego.
 - rozpoczęcie opracowanie pn. „Ocena zabiegów intensyfikacyjnych w ramach projektu *Geo-Metan II* na bezpieczeństwo podziemnej eksploatacji”;
- *MIT Enterprise Forum Poland* - 4 runda akceleracji gdzie PGNiG jest partnerem *Ścieżki Energia*. 250 zgłoszeń pomysłów startupowych. Zakończyła się pierwsza część programu fakceleracji, na którą składało się 6 modułów warsztatowych;
- *Poland Prize* - wyłonienie przez PARP programu akceleracji *The Prize* w konkursie, który jest częścią programu *Start in Poland* i jest realizowany przez Polską Agencję Rozwoju Przedsiębiorczości. Operatorem *The Prize* jest Fundacja Startup Hub Poland, z którym PGNiG podpisało list intencyjny o partnerstwie strategicznym. Celem programu jest umożliwienie zagranicznym startupom rozpoczęcie działalności w Polsce oraz wykreowanie Polski na kraj pierwszego wyboru prowadzenia działalności w Europie Środkowo-Wschodniej. Program uzyskał dofinansowanie w wysokości 4 998 440 zł;
- „*Early-startup*” - przygotowanie koncepcji projektu pozwalającego na współpracę ze *startupami* dysponującymi ofertami projektowymi o niskim poziomie rozwoju *Technology Readiness Level* z włączeniem do współpracy i inkubacji polskich instytucji naukowo-badawczych.

3. Otoczenie regulacyjne i rynkowe

3.1. Otoczenie regulacyjne

Z wyjątkiem wymienionych poniżej, w I półroczu 2018 r. nie nastąpiły istotne zmiany w otoczeniu regulacyjnym GK PGNiG. Szczegółowy opis otoczenia regulacyjnego został zamieszczony w rozdziale 4.1 Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG w 2017 roku. > www.pgnig.pl

3.1.1. Krajowe otoczenie regulacyjne - zmiany

Ustawa – Prawo energetyczne

W I półroczu 2018 r. weszła w życie ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r., poz. 9), która zmieniła przepisy ustawy – Prawo energetyczne dotyczące zasad ustalania oraz wysokości opłat koncesyjnych, zwiększyła poziom obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej do 30%, a także doprecyzowała definicję odbiorcy końcowego. W I półroczu 2018 r. przepisy ustawy zostały zmienione ustawą z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, które mają doprowadzić do rozwoju rynku paliw alternatywnych, oraz ustawą z dnia 1 marca 2018 r. o zmianie ustawy o obrocie instrumentami finansowymi oraz niektórych innych ustaw (Dz. U., poz. 685) - celem było dostosowanie przepisów dotyczących obliżu giełdowego do nowej formy funkcjonowania towarowego rynku terminowego w Polsce. Wprowadzone zmiany mają pozytywny charakter dla GK PGNiG z wyjątkiem przewidywanego wzrostu opłat koncesyjnych, który ma charakter negatywny.

Ustawa o zapasach

W I półroczu 2018 r. przepisy ustawy zostały dostosowane do zmian systemowych związanych z uchwaleniem ustawy z dnia 8 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U., poz. 646) oraz ustawy z dnia 8 marca 2018 r. Przepisy wprowadzające ustawę – Prawo przedsiębiorców oraz inne ustawy dotyczące działalności gospodarczej (Dz. U., poz. 650). Wszystkie wprowadzone zmiany mają neutralny charakter dla GK PGNiG.

Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych

W I półroczu 2018 r. uchwalono ustawę z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U., poz. 317), która stanowi implementację do polskiego porządku dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (Dz. U. UE L 307 z dnia 28 października 2014 r.). Celem regulacji jest stworzenie ram regulacyjnych promujących wykorzystanie paliw alternatywnych w transporcie, w tym w szczególności skroplonego gazu ziemnego (LNG) oraz sprężonego gazu ziemnego (CNG), m.in. poprzez ustanowienie zasad rozwoju i funkcjonowania infrastruktury paliw alternatywnych, czy też określenie wzorcowej roli podmiotów publicznych. Ustawa wprowadza również system ulg i zachęt dla użytkowników pojazdów napędzanych paliwami alternatywnymi.

Ustawa przypisuje również podmiotom wchodzącym w skład GK PGNiG obowiązki, których celem jest promocja wykorzystania gazu ziemnego w transporcie. PSG będzie bowiem zobowiązane do budowy stacji gazu ziemnego, zaś PGNiG OD będzie pełniło funkcję operatora stacji gazu ziemnego, w sytuacji braku możliwości jego wyłonienia w drodze przetargu. Nowa regulacja ma pozytywny charakter dla GK PGNiG, ponieważ doprowadzi do upowszechnienia wykorzystania LNG i CNG w transporcie.

Ustawa o efektywności energetycznej

W I półroczu 2018 r. przepisy ustawy zostały dostosowane do zmian systemowych związanych z uchwaleniem ustawy z dnia 8 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U., poz. 646) oraz ustawy z dnia 8 marca 2018 r. Przepisy wprowadzające ustawę – Prawo przedsiębiorców oraz inne ustawy dotyczące działalności gospodarczej (Dz. U., poz. 650). Zmiany mają neutralny charakter dla GK PGNiG.

Ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym

W I półroczu 2018 r. przepisy ustawy zostały dostosowane do zmiany definicji instrumentu finansowego związanej z uchwaleniem ustawy z dnia 1 marca 2018 r. o zmianie ustawy o obrocie instrumentami finansowymi oraz niektórych innych ustaw (Dz. U., poz. 685). Zmiany mają neutralny charakter dla GK PGNiG.

Ustawa Prawo geologiczne i górnictwo

W I półroczu 2018 r. Minister Środowiska kontynuował prace nad opracowaniem kolejnej nowelizacji ustawy w zakresie, w jakim ograniczono projekt nowelizacji Prawa geologicznego i górnictwa z 2016 r., wdrażającego dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/30/UE z dnia 12 czerwca 2013 r. w sprawie bezpieczeństwa działalności związanej ze złożami ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarach morskich oraz zmiany dyrektywy 2004/35/WE (Dz. Urz. UE L 178 z 28.06.2013, str. 66). Projekt nowelizacji Prawa geologicznego i górnictwa z 15 września 2017 r. w dniu 15 czerwca 2018 r. został przekazany do Prezydenta RP oraz Senatu. Celem wprowadzenia nowych regulacji jest uproszczenie przepisów dotyczących postępowań administracyjnych w odniesieniu do działalności polegającej na poszukiwaniu, rozpoznawaniu i wydobywaniu węgłowodorów.

Ustawa o rynku mocy

W I półroczu 2018 r. weszła w życie ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r., poz. 9), która określa organizację rynku mocy oraz zasady świadczenia usługi pozostawania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego. Celem regulacji jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych poprzez ustanowienie dedykowanego systemu wsparcia.

Rozporządzenie taryfowe

W I półroczu 2018 r. zostało przyjęte nowe rozporządzenie taryfowe, tj. rozporządzenie Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U., 640). Potrzeba przyjęcia nowych przepisów wynikała z faktu, że na podstawie przepisów przejściowych do ustawy o efektywności energetycznej, dotychczasowe rozporządzenie taryfowe wygasało z dniem 31 marca 2018 r. W nowym rozporządzeniu, obok utrzymania sprawdzonych rozwiązań dotyczących kształtowania taryf dla paliw gazowych, kalkulacji cen i stawek opłat oraz rozliczeń z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi, wprowadzono szereg zmian ułatwiających dalszy rozwój rynku, pozwalających na upowszechnienie wykorzystania paliw gazowych. Zmiany mają pozytywny charakter dla GK PGNiG.

W I półroczu 2018 r. PGNiG OD obowiązywały następujące taryfy:

- od dnia 1 stycznia 2018 r. do dnia 31 marca 2018 r. – „Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 6” zatwierdzona decyzją Prezesa URE 14 grudnia 2017 r.; W stosunku do poprzedniej Taryfy Nr 5 ceny i stawki opłat abonamentowych nie uległy zmianie;
- od dnia 1 kwietnia 2018 r. – zmiana „Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 6” zatwierdzona 14 marca 2018 r. decyzją Prezesa URE na okres obowiązywania do 31 grudnia 2018 r.; podwyżka ceny za paliwo gazowe w zmianie Taryfy nr 6 w stosunku do dotychczasowej taryfy PGNiG OD dla wszystkich grup taryfowych wyniosła 1,0%; stawki opłat abonamentowych w zmianie Taryfy nr 6 pozostały bez zmian.

Ponadto w dniu 26 lipca 2018 r. Prezes URE zatwierdził zmianę nr 2 „Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 6” z okresem obowiązywania do dnia 31 grudnia 2018 r. Średnia podwyżka ceny za paliwo gazowe w zmianie nr 2 Taryfy nr 6 w stosunku do dotychczasowej zmiany taryfy PGNiG OD dla wszystkich grup taryfowych wyniosła 5,9%. Stawki opłat abonamentowych pozostały bez zmian.

W I półroczu 2018 r. GSP obowiązywały następujące taryfy:

- do dnia 26 maja 2018 r. – „Taryfa w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2017” zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 18 kwietnia 2017 r. na okres obowiązywania do dnia 31 marca 2018 r. obniżającą średnią stawkę za świadczenie usługi magazynowania w stosunku do Taryfy 1/2016 o 0,3%;
- od dnia 27 maja 2018 r. – „Taryfa w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2018” zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 13 kwietnia 2018 r. na okres obowiązywania do dnia 31 marca 2019 r. obniżającą średnią stawkę za świadczenie usługi magazynowania w stosunku do Taryfy 1/2017 o 0,25%;

Ponadto w dniu 26 lipca 2018 r. Prezes URE zatwierdził zmianę „Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2018” na okres obowiązywania do dnia 31 marca 2019 r. podwyższającą średnią stawkę za świadczenie usługi magazynowania w stosunku do Taryfy 1/2018 o 0,4%.

W I półroczu 2018 r. PSG obowiązywały następujące taryfy:

- do dnia 28 lutego 2018 r. – „Taryfa Nr 3 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego” zatwierdzona decyzją z dnia 17 grudnia 2014 r. (oraz zmian w taryfie, które weszły w życie odpowiednio z dniem 1 stycznia 2016 r. oraz 1 lipca 2016 r.);
- od dnia 1 marca 2018 r. – „Taryfa Nr 6 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego” zatwierdzona decyzją z dnia 25 stycznia 2018 r.; uśrednione obniżenie cen i stawek opłat sieciowych stosowanych do rozliczeń z odbiorcami w stosunku do dotychczasowej taryfy PSG dla wszystkich grup taryfowych wynosi 7,37%; termin obowiązywania nowej Taryfy Dystrybucyjnej upływa z dniem 31 grudnia 2018 r.

W I półroczu 2018 r. w PGNiG TERMIKA obowiązywały m.in. taryfy:

- od dnia 17 marca 2017 r. do 31 sierpnia 2018 r. – 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: Annopol, Chełmżyńska, Jana Kazimierza, Marsa Park oraz Marynarska, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 25 stycznia 2017 r.; zmiana taryfy spowodowała spadek średnich cen stosowanych przez przedsiębiorstwo o 0,26%.

W dniu 27 lipca 2018 r. decyzją Prezesa URE została zatwierdzona nowa taryfa dla ciepła wytworzonego w wymienionych powyżej źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA. Zmiana taryfy spowoduje wzrost średnich cen stosowanych przez Termikę o 0,58%. Nowa taryfa zostanie wprowadzona do stosowania od 1 września 2018 r.

W I półroczu 2018 r. PGNiG TERMIKA EP obowiązywały m.in. taryfy:

- do 30 marca 2018 r. - taryfa dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA EP zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 10 października 2016 r. (osobno dla spółki Spółki Energetycznej „Jastrzębie” SA oraz Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej SA);
- od 1 kwietnia 2018 r. - jedna taryfa połączonej spółki dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA EP oraz dla usług dystrybucyjnych; zmiany w poszczególnych taryfach spowodowały średni wzrost stawek na wytwarzaniu o 0,89 % oraz na dystrybucji o 1,18 % w stosunku do wcześniejszych taryf; okres obowiązywania do 31 marca 2019 r.;
- od dnia 1 listopada 2017 r. do dnia 31 października 2018 r. obowiązuje taryfa dla usług dystrybucyjnych energii elektrycznej PGNiG TERMIKA EP zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 17 października 2017 r.;
- od dnia 1 lutego 2018 r. zmieniona taryfa dla energii elektrycznej zatwierdzona decyzją z dnia 6 grudnia 2017 r., która zawierała zmianę stawek opłat – wzrost o 3,3%; okres obowiązywania do dnia 31 stycznia 2019 r.

Projekty ustaw

W I półroczu 2018 r. rozpoczęto prace nad projektami ustaw o istotnym znaczeniu dla rozwoju rynku gazu ziemnego w Polsce:

- Projekt ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, którego celem ma być stworzenie nowego systemu wsparcia dla jednostek wysokosprawnej kogeneracji. Obecny system, oparty na świadectwach pochodzenia, wygasa z końcem 2018 r. Nowa ustawa ma ograniczyć niekorzystne zjawiska środowiskowe przy jednoczesnym zagwarantowaniu ciągłości dostaw ciepła i energii elektrycznej.
- Pakiet projektów będących elementem rządowego programu STOP SMOG (projekt ustawy o zmianie ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów, ustawy o gospodarce opakowaniami i odpadami opakowaniowymi oraz ustawy o podatku dochodowym od osób fizycznych), których celem jest przeciwdziałanie problemowi niskiej emisji, tj. emisji produktów spalania paliw stałych, ciekłych i gazowych do atmosfery ze źródeł znajdujących się na wysokości nie większej niż 40 m.
- Projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie terminala regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu oraz niektórych innych ustaw, którego celem jest umożliwienie sprawnego realizacji polityki rządu na rzecz dywersyfikacji źródeł gazu w Rzeczypospolitej Polskiej.

Wszystkie propozycje mają pozytywny charakter dla GK PGNiG.

3.1.2. Europejskie otoczenie regulacyjne - zmiany

Trzeci Pakiet Energetyczny

W I półroczu 2018 r. rozpoczęły się negocjacje międzyinstytucjonalne pomiędzy przedstawicielami Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej (tzw. trilogi) w sprawie uzgodnienia kompromisowego brzmienia części aktów wchodzących w skład tzw. Pakietu „Czysta Energia dla Europejczyków” tj.: Rozporządzenia w sprawie zarządzania Unią Energetyczną, Rozporządzenia ACER, Rozporządzenia w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej, Dyrektywy OZE, Dyrektywy o efektywności energetycznej oraz Dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków. W toku negocjacji międzyinstytucjonalnych, uzgodnione zostało kompromisowe brzmienie wszystkich ww. aktów prawnych z wyjątkiem Rozporządzenia ACER, i oczekuje się ich formalnego przyjęcia przez Parlament Europejski i Radę Unii Europejskiej. Dwa inne wnioski legislacyjne, tzw. Rozporządzenie i Dyrektywa dot. rynku energii elektrycznej, znajdują się na wcześniejszym etapie prac, tzn. prowadzone są nad nimi prace w ramach Grupy Roboczej ds. Energii Rady Unii Europejskiej (WP ENER).

Równolegle do procedowania Pakietu „Czysta Energia dla Europejczyków” prowadzone były prace nad wnioskiem legislacyjnym Komisji Europejskiej w sprawie rewizji Dyrektywy Gazowej. Rewizja Dyrektywy Gazowej ma na celu objęcie *explicite* gazociągów importowych Unii Europejskiej reżimem Trzeciego Pakietu Energetycznego. W ramach Komisji Transportu, Badań naukowych i Energii (ITRE) Parlamentu Europejskiego przyjęto raport będący stanowiskiem komisji w sprawie projektu legislacyjnego Komisji Europejskiej. W sprawie projektu swoje stanowiska przyjął również Europejski Komitet Regionów oraz Europejski Komitet Ekonomiczno-Społeczny. Obecnie prowadzone są prace nad wnioskiem legislacyjnym Komisji Europejskiej w ramach Rady Unii Europejskiej. Pod koniec I półrocza 2018 r. projekt został przekazany na Komitet Stałych Przedstawicieli Państw Członkowskich przy Unii Europejskiej (COREPER), który uznał, że konieczne są dalsze prace na poziomie technicznym i przekazał projekt

ponownie do Grupy Roboczej ds. Energii. Austria, która sprawuje prezydencję w Radzie Unii Europejskiej od lipca 2018 r. nie uwzględniła dalszych prac nad rewizją Dyrektywy Gazowej w programie swojej prezydencji.

Dyrektywa w sprawie promowania ekologicznie czystych i energooszczędnych pojazdów transportu drogowego

W I półroczu 2018 r. kontynuowane były prace nad przyjętym przez Komisję Europejską w listopadzie 2017 r. wnioskiem legislacyjnym w sprawie rewizji Dyrektywy w sprawie promowania ekologicznie czystych i energooszczędnych pojazdów transportu drogowego. Wniosek Komisji Europejskiej ma na celu zwiększenie udziału pojazdów zasilanych alternatywnymi paliwami w Unii Europejskiej oraz w konsekwencji wspomóc wysiłki Państw Członkowskich w ograniczaniu generalnej emisyjności gospodarki europejskiej. GK PGNiG złożyło swoje stanowisko w oficjalnych konsultacjach publicznych prowadzonych przez Komisję Europejską. Komisją wiodącą w Parlamencie Europejskim została wybrana Komisja Ochrony Środowiska Naturalnego, Zdrowia Publicznego i Bezpieczeństwa Żywności, która ogłosiła projekt Sprawozdania w tej sprawie. Równoległe do prac w ramach Parlamentu Europejskiego prowadzone są prace w Radzie Unii Europejskiej na poziomie Grupy Roboczej.

W kwietniu 2018 r. swoją opinię w sprawie wniosku legislacyjnego Komisji Europejskiej przyjął Europejski Komitet Ekonomiczno-Społeczny, a w II połowie 2018 r. spodziewane jest przyjęcie stanowiska przez Europejski Komitet Regionów.

Rozporządzenie SoS

W I półroczu 2018 r. prowadzone były prace w zakresie dostosowania krajowego ustawodawstwa oraz procedur obowiązujących w ramach GK PGNiG do wymogów Rozporządzenia SoS. GK PGNiG prowadziła prace mające na celu dostosowanie procedury postępowania na wypadek wystąpień zakłóceń w dostawach gazu.

Rozporządzenie NC CAM

W I półroczu 2018 r. Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu (ENTSO-g) prowadziła konsultacje w sprawie szablonu Regulaminów dla operatorów systemów przesyłowych – dokumentu, do którego przyjęcia ENTSO-g zobowiązane jest na podstawie art. 19 Rozporządzenia NC CAM. GK PGNiG zgłosiła swoje uwagi za pośrednictwem organizacji Międzynarodowego Stowarzyszenia Producentów Ropy i Gazu (IOGP).

W I półroczu 2018 r. ACER prowadził również konsultacje w sprawie wyboru jednej platformy aukcyjnej dla punktu połączenia międzysystemowego pomiędzy Polską a Niemcami. Na podstawie otrzymanych od uczestników rynku informacji podjęta zostanie decyzja w sprawie wyboru platformy. Sprawa została przekazana do rozpatrzenia przez ACER, ponieważ na wcześniejszym etapie rozmów operatorzy systemów przesyłowych, a następnie urzędy regulacyjne, nie doszły w tym względzie do porozumienia.

3.2. Ceny paliw i kursy walut

3.2.1. Tendencje na rynku gazu ziemnego

W I półroczu 2018 r. odnotowano wzrost cen gazu ziemnego na rynkach europejskich, czego przykładem jest 17% wzrost r/r średniej ceny kontraktu miesięcznego (*month ahead*) na TTF. Było to spowodowane wyjątkowo mrozną pogodą w drugiej połowie I kwartału, kiedy temperatura dobową była nawet o 6°C niższa od sezonowej normy. Pod koniec marca warunki pogodowe powróciły do typowych dla tej pory roku, co ustabilizowało zapotrzebowanie na gaz. W II kwartale ceny stopniowo rosły – w tym okresie prowadzono liczne prace konserwacyjne w instalacjach wydobywczych na Morzu Norweskim. Na początku czerwca Minister Gospodarki Holandii ogłosił, że wydobycie z największego pola gazowego w Europie – Groningen, zostanie ograniczone w 2020 r. do poziomu 12 mld m³ rocznie. Według wcześniej publikowanych planów poziom ten miał zostać osiągnięty dopiero w 2022 r. W odpowiedzi na tę informację ceny gazu zanotowały krótkotrwały wzrost.

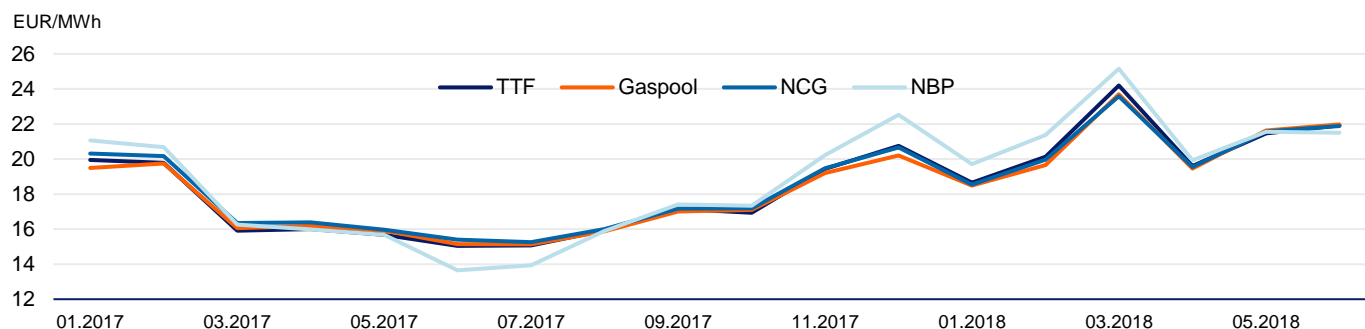
Cena gazu ziemnego w I półroczu 2018 r. na świecie

W I półroczu 2018 r. odnotowano wzrost cen gazu ziemnego średnio o 22% w porównaniu do I półrocza 2017 r. Największa dynamika wzrostu nastąpiła na brytyjskim hubie NBP: 25% r/r, podczas gdy najmniejszy wzrost spośród obserwowanych rynków nastąpił na niemieckim hubie NCG, ok. 20% r/r. Średnia cena gazu na kluczowych europejskich rynkach wyniosła 21,31 EUR/MWh, podczas gdy w analogicznym okresie ubiegłego roku wynosiła 17,46 EUR/MWh. Początek 2018 r. był okresem znaczących wzrostów cen gazu, spowodowanego wyjątkowo niskimi temperaturami.

W efekcie chłodnej zimy wzrosło zapotrzebowanie na LNG w Azji Wschodniej (Japonia, Korea Pd., Chiny), co skutkowało znacznym wzrostem cen na rynku *spot*, nawet do ok. 12 USD/MMBtu w styczniu 2018 r. Również w Europie, w wyniku wysokich cen gazu w hubach oraz konkurencji cenowej z Azji, *spotowe* ceny gazu LNG osiągnęły w styczniu poziom ok. 9 USD/MMBtu. W kwietniu, nastąpił spadek cen do odpowiednio 7 oraz 6,7 USD/MMBtu w w/w regionach. Taka tendencja nie trwała jednak długo i w połowie

czerwca ceny w hubach gazu LNG powróciły do poziomów notowanych z początku 2018 r. Wzrosty cen nastąpiły pomimo tego, że w okresie styczeń 2017 - marzec 2018 uruchomionych zostało ok. 32 mln ton nowej mocy produkcji gazu LNG, w szczególności w USA, Australii, Rosji i Malezji. Wpływ na to miał przede wszystkim zwiększony popyt na gaz LNG ze strony importerów azjatyckich, szczególnie Chin. Zwiększenie eksportu gazu LNG z USA do Azji spowodowało, że w I połowie 2018 r. po raz pierwszy dostawy z Basenu Atlantyckiego do regionu Pacyfiku przewyższyły wolumenowo handel w ramach samego Basenu Atlantyckiego. Powstanie *spreadu* cenowego pomiędzy cenami LNG w Azji i Europie spowodowało ponowną opłacalność operacji przeladunku LNG w europejskich terminalach celem reeksportu do Azji. Wzrost popytu na ten surowiec pozytywnie wpłynął na liczbę decyzji inwestycyjnych dotyczących budowy nowych terminali skraplających oraz zawierania kontraktów długoterminowych, w tym na dostawy LNG z USA.

✓ Średnie miesięczne ceny *spot* gazu ziemnego na wybranych hubach Europejskich



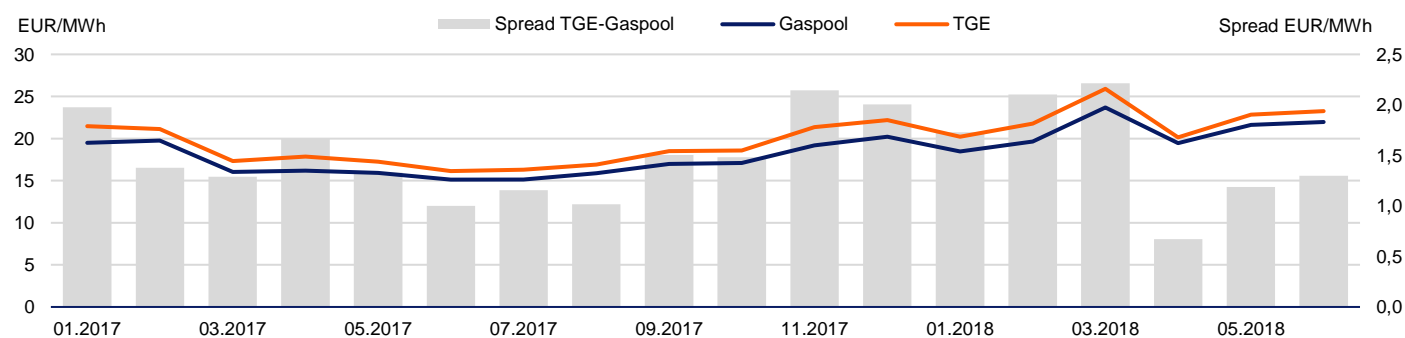
źródło: ICE - Intercontinental Exchange, EEX – European Energy Exchange.

Rynek gazu w Polsce

I półrocze 2018 r., w stosunku do analogicznego okresu 2017 r., charakteryzowało się zwiększoną konsumpcją gazu wysokometanowego sieciowego, która wyniosła ok. 8,6 mld m³ (bez uwzględnienia paliwa gazowego przesłanego na rynku OTC i TGE), czyli wzrostem o 4,5% r/r, w głównej mierze wynikającym z niskich temperatur. Zwiększona konsumpcja gazu w Polsce nastąpiła w lutym i marcu.

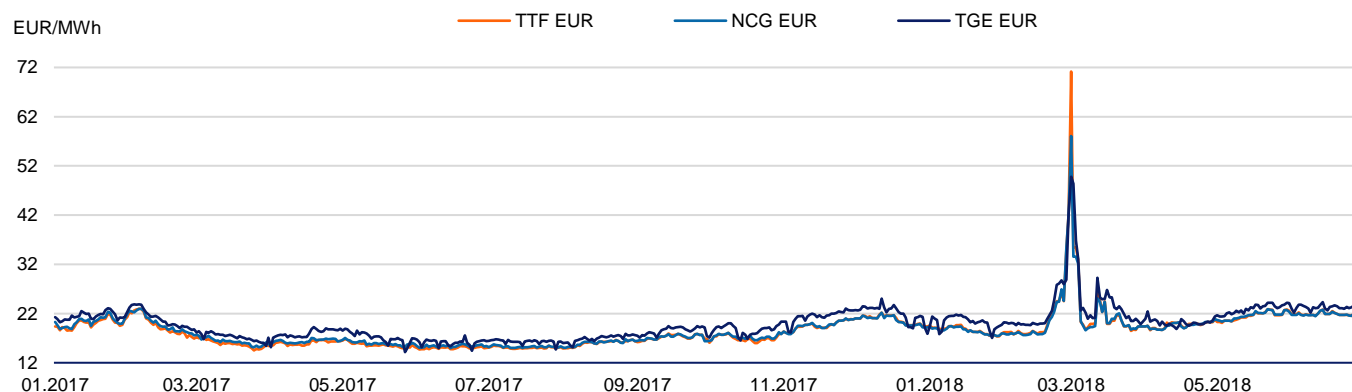
W I półroczu 2018 r. *spotowa* cena gazu w Polsce wyniosła średnio 94,37 PLN/MWh, czyli więcej o 19% r/r. Ceny gazu były skorelowane z cenami gazu na rynkach europejskich. *Spread* pomiędzy *spotowymi* cenami na TGE oraz w hubie GASPOOL wzrósł z poziomu 1,43 EUR/MWh w pierwszej połowie 2017 r. do 1,54 EUR/MWh w pierwszych sześciu miesiącach 2018 r. Wzrost *spreadu* nastąpił m.in. na skutek umocnienia złotego względem euro oraz wzrostu tempa zatłaczania magazynów w Niemczech, porównując średnie wartości w pierwszych półroczach 2017 i 2018 r. Obecnie można zaobserwować osłabienie polskiej waluty, co skutkuje zmniejszeniem *spreadu* cenowego między TGE a GASPOOL.

✓ Średnie miesięczne ceny *spot* gazu ziemnego w Polsce i w Niemczech



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz EEX.

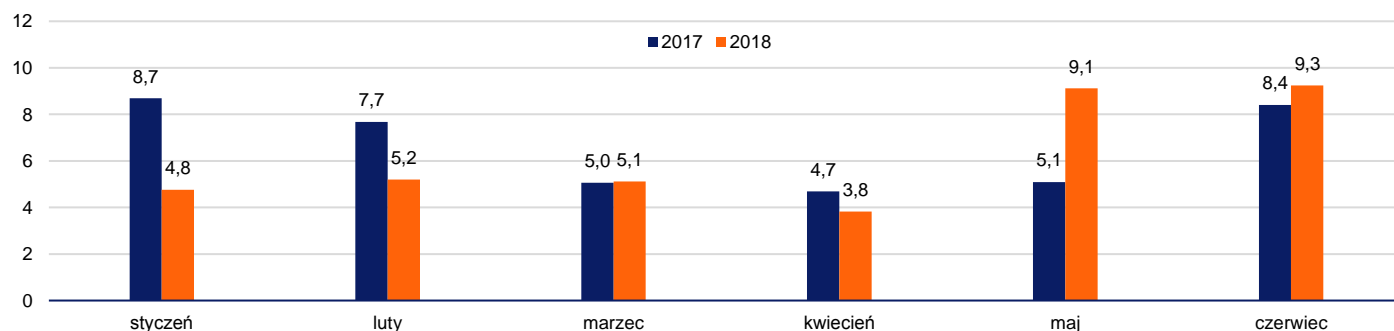
✓ Cena gazu ziemnego spot na giełdzie TGE, TTF i NCG w 2017 r. i I połowie 2018 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz EEX.

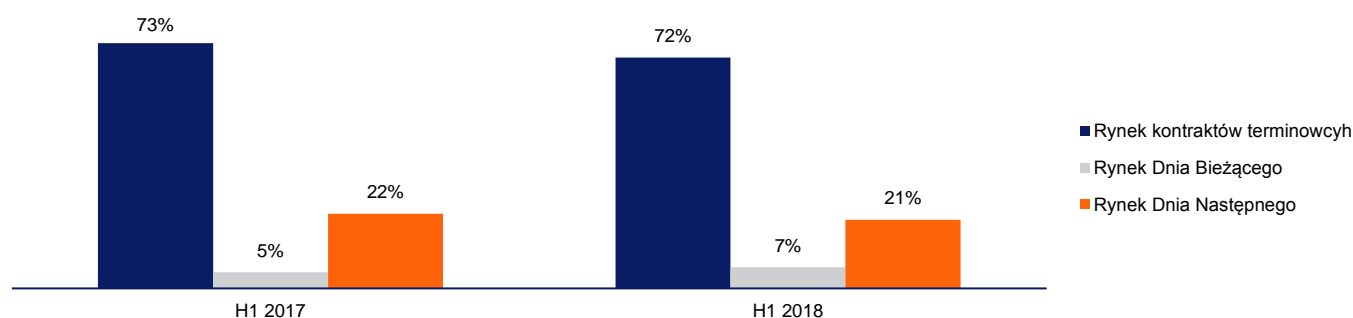
PGNiG jest liderem rynku gazu w obrocie giełdowym na TGE. Zgodnie z informacjami opublikowanymi przez giełdę, całkowity wolumen obrotu gazem wyniósł 51,8 TWh w okresie 6 miesięcy 2018 r. w porównaniu do 54,3 TWh w analogicznym okresie 2017 r. Na Rynku Dnia Następnego i Bieżącego gazu (kontrakty typu *spot*) wolumen obrotu ukształtował się na poziomie 14,5 TWh w porównaniu do 14,7 TWh w I półroczu 2017 r. Na Rynku Terminowym Towarowym wolumen obrotu wyniósł 37,3 TWh i był o 5,8% niższy od wolumenu osiągniętego w analogicznym okresie roku ubiegłego. Oznacza to, że blisko 72% transakcji na gaz zawieranych na giełdzie w I półroczu 2018 r. stanowiły kontrakty: roczne, sezonowe, kwartalne, miesięczne oraz tygodniowe. Udział kontraktów typu *spot* nieznacznie wzrósł w porównaniu do analogicznego okresu w roku ubiegłym i wyniósł 28% w I półroczu 2018 r.

✓ Wolumen obrotu na kontraktach terminowych (RTT) na TGE w I półroczu 2017 r. i 2018 r. w TWh



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE.

✓ Struktura kontraktów na TGE w I półroczu 2017 r. i I półroczu 2018 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE.

Magazyny gazu

Mroźna zima wpłynęła na większe niż planowane wytlaczanie gazu z podziemnych magazynów. Na dzień 30 czerwca 2018 r. stan wypełnienia europejskich magazynów gazu wyniósł 50%. Średni poziom napełnienia magazynów w poszczególnych krajach Europy Zachodniej spadł, m.in. w Wielkiej Brytanii o 11 p.p. r/r, Holandii o 7 p.p. r/r i Niemczech o 4% p.p. r/r. W Polsce stan napełnienia magazynów wzrósł o 12 p.p. w porównaniu do analogicznego okresu w 2017 r., do poziomu 69%.

Postępy w realizacji projektów infrastrukturalnych na europejskim rynku gazu

Baltic Pipe i system przesyłowy w Polsce

Projekt *Baltic Pipe* to strategiczny projekt infrastrukturalny mający na celu utworzenie nowego korytarza dostaw gazu na europejskim rynku. Ma on umożliwić przesyłanie gazu z przepustowością do 10 mld m³ ze złóż zlokalizowanych w Norwegii na rynki w Danii i Polsce, a także do odbiorców w sąsiednich krajach. Postęp kolejnych prac nad projektem Baltic Pipe przedstawiał się następująco:

- W styczniu 2018 r. PGNiG zawarł z polskim operatorem GAZ-SYSTEM i duńskim operatorem Energinet 15-letnią umowę rezerwacji mocy przesyłowej planowanego gazociągu w okresie od 1 października 2022 r. do 30 września 2037 r.
- W czerwcu 2018 r., GAZ-SYSTEM przyjął rekomendowaną trasę podmorskiej części Baltic Pipe przez Morze Bałtyckie - wybrany został wariant przez wyłączną strefę ekonomiczną Szwecji oraz polskie i duńskie obszary morskie.

W 2018 r. mają zostać podpisane umowy z wykonawcami, co będzie równoznaczne z ostateczną decyzją inwestycyjną.

W kwietniu operatorzy systemów przesyłowych gazu z Polski i Słowacji podpisali umowę o realizacji projektu gazowego interkonektora Polska – Słowacja. Prace budowlane mają rozpocząć się w II połowie 2018 r. i będą prowadzone do końca 2021 r. Maksymalna przepustowość ma wynieść 5 mld m³ rocznie.

Nord Stream 2 i Turkish Stream

Na początku roku rosyjski urząd ds. ochrony środowiska (Rosprirodnadzor) zaakceptował trasę planowanego gazociągu Nord Stream 2 przez rezerwat Kurgalski w obwodzie leningradzkim. W marcu 2018 r., amerykański minister skarbu otrzymał list od 39 amerykańskich senatorów – Republikanów i Demokratów – deklarujących sprzeciw wobec budowy gazociągu Nord Stream 2. W następstwie publikacji listu rzeczniczka Departamentu Stanu oświadczyła, że USA są przeciwnie budowie gazociągu, a przedsiębiorstwa zagraniczne związane z tym projektem mogą podlegać amerykańskim sankcjom.

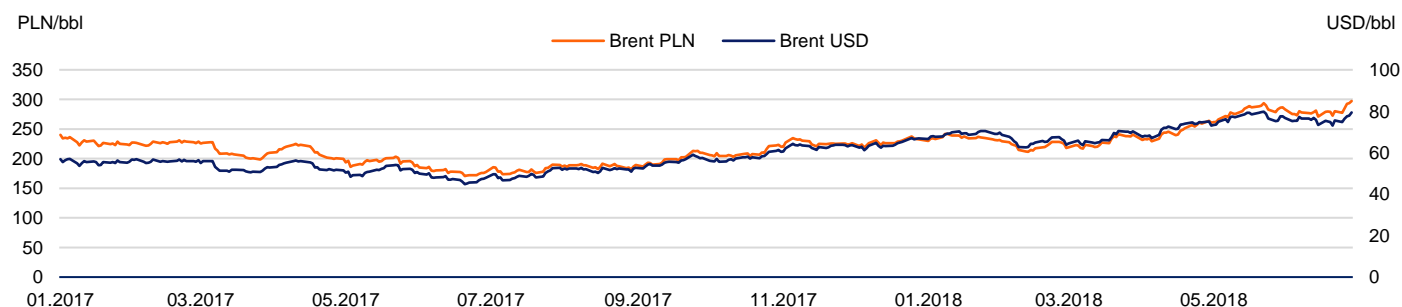
Polski UOKiK w maju 2018 r. wszczął postępowanie przeciw podmiotom odpowiedzialnym za finansowanie gazociągu Nord Stream 2, tj. Gazprom oraz Engie, Uniper, OMV, Shell i Wintershall. Postępowanie ma związek z koncentracją Gazpromu i pozostałych spółek, w finansowaniu gazociągu Nord Stream 2. Firmom zostały postawione zarzuty naruszenia prawa antymonopolowego i grozi im kara finansowa w wysokości do 10% obrotu. Ponadto, w maju spółka Nord Stream 2 poinformowała o rozpoczęciu budowy drugiej nitki gazociągu w Niemczech. W czerwcu 2018 r., szwedzki rząd wydał zgodę na poprowadzenie rurociągów przez wyłączną strefę ekonomiczną Szwecji na Morzu Bałtyckim. Zgodę na budowę wydały już wcześniej Niemcy oraz Finlandia.

Gazprom oświadczył w kwietniu 2018 r., że po zbudowaniu dwóch planowanych gazociągów: Nord Stream 2 i Turkish Stream, tranzyt przez Ukrainę zostanie utrzymany, ale jego wielkość spadnie nawet do 10-15 mld m³ rocznie. W 2017 r. tranzyt przez Ukrainę wyniósł 90 mld m³ rocznie. Wcześniej zapowiedział również, że koncern zakończy na początku maja budowę pierwszej nitki Turkish Stream, która ma dostarczać gaz na potrzeby wewnętrzne Turcji. Drugą nitką gazociągu miałyby popłynąć gaz przeznaczony na eksport do państw na południu Unii Europejskiej.

3.2.2. Tendencje na rynku ropy naftowej

W I półroczu 2018 r. zaobserwowano wzrost cen na rynku ropy i produktów ropopochodnych. Średnia cena ropy Brent w I półroczu 2018 r. była wyższa od średniej ceny w I półroczu 2017 r. o 35%, osiągając w czerwcu 79 USD/bbl - najwyższy poziom od ok. 3 lat. Głównym czynnikiem wpływającym na stabilny wzrost cen były ustalenia OPEC o ograniczeniu wydobycia surowca. Kraje członkowskie dostosowały się do nałożonych ograniczeń, produkując nawet poniżej przyjętych limitów. Ponadto, na rynek znaczący wpływ miała sytuacja polityczno-gospodarcza w Iranie i Wenezueli. W związku z niską podażą surowca na globalnym rynku, pod koniec I połowy 2018 r. grupa OPEC podjęła decyzję o zwiększeniu wydobycia ropy o 1 mln baryłek dziennie, czyli 1% globalnej podaży.

✓ Cena ropy Brent denominowana w USD i PLN w 2017 r. i I półroczu 2018 r. (kontrakt *month ahead*)



źródło: ICE - Intercontinental Exchange.

Cena ropy na początku 2018 r. pozostawała stabilna, utrzymując tempo wzrostu z II połowy 2017 r. Głównym czynnikiem wpływającym na utrzymanie regularnego wzrostu cen było obniżenie wydobycia surowca przez kraje zrzeszone w OPEC oraz te spoza ugrupowania (m.in. Rosja). Na początku lutego cena ropy załamała się pod wpływem awersji inwestorów do ryzykownych

aktywów oraz danych z USA o regularnym wzroście liczby działających wiertni. W lutym cena osiągnęła najniższy poziom 62,72 USD/bbl w półroczu, po czym ceny wzrosły, aż do najwyższego poziomu 79,80 USD/bbl w połowie maja i podobnie kończąc półrocze.

Średnie zapotrzebowanie na ropę naftową w 2018 r. wzrosło o 1,76% względem roku poprzedniego i wyniosło 99,7 mln baryłek dziennie. Popyt na ropę w grupie największych światowych konsumentów spoza OECD wzrosło najsilniej w Chinach, o 3,6%. Pozostałe kraje azjatyckie również zanotowały wzrost zapotrzebowania, średnio o 4,2%. Podaż ropy na świecie została zwiększona w 2018 r. o 2,2% względem roku poprzedniego. Produkcja najmocniej wzrosła w Stanach Zjednoczonych – o 12,1%, czyli ok. 1,8 mln baryłek dziennie. Wydobyte zwiększono również w Kanadzie – o 3,8%, czyli ok. 0,2 mln baryłek dziennie. Minimalny wzrost o 110 tys. baryłek dziennie odnotowano również w krajach grupy OPEC, głównie pod wpływem wzrostu produkcji w Nigerii.

3.2.3. Perspektywy rynku ropy naftowej i gazu ziemnego

Spadek zapasów ropy naftowej w USA pokazuje, że rynek szybko zareagował na wysokie ceny. Rosnąca liczba odwiertów w Ameryce Północnej wskazuje na wznowienie projektów poszukiwawczo-wydobywczych, które w ostatnich latach pozostawały zamrożone. W najbliższym czasie oczekuje się dalszego zwiększania produkcji surowca zarówno w Ameryce Północnej, jak i w krajach zrzeszonych w grupie OPEC. Zdaniem analityków, w krótkim terminie spowodowałyby to spadki cen surowca, jednak rosnąca podaż ostatecznie zbilansuje popyt, stabilizując ceny. Nakłady inwestycyjne w sektorze wydobywczym będą sukcesywnie rosły. Po 3-4 latach podaż surowca może przewyższyć popyt skutkując obniżką cen surowca.

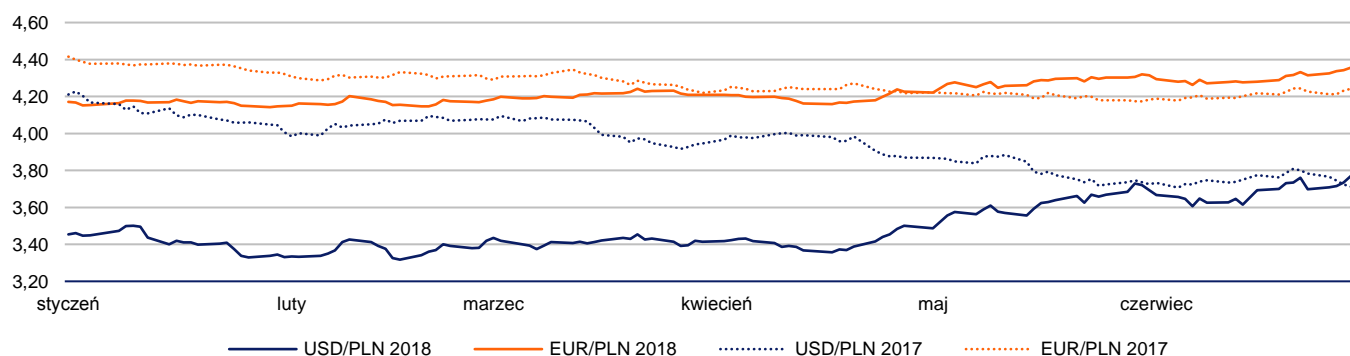
Analitycy twierdzą, że cena gazu ziemnego w Europie będzie stopniowo spadać w ciągu najbliższych lat w wyniku nadpodaży LNG na globalnym rynku. Ich zdaniem, wpłynie na to przede wszystkim zwiększone wydobywanie gazu łupkowego w Ameryce Północnej i Australii oraz otwarcie nowych instalacji skraplających gaz ziemny. Zapotrzebowanie na LNG najmocniej wzrośnie w krajach azjatyckich, natomiast Europa stanie się rynkiem bilansującym, ze stale rosnącym popytem.

3.2.4. Kursy walut EUR/PLN, USD/PLN

W I połowie 2018 r. obserwowane było stopniowe osłabienie złotego w relacji do euro i dolara. Aprecjacja dolara szczególnie nabrała na sile w II kwartale, kiedy kurs USD/PLN wzrósł o niemal 10%. W I półroczu 2018 r. złoty osłabił się o odpowiednio: 7,6% względem euro i 4,6% względem dolara. Zdaniem analityków spadek wartości polskiej waluty, jak i walut innych krajów rozwijających się, wynika częściowo ze wzrostów cen surowców – głównie ropy naftowej. Z kolei umacnianie się dolara dodatkowo było wspierane zapowiadaniem przez USA nałożeniem ceł na towary importowane.

W II półroczu głównym czynnikiem wpływającym na wartość walut będzie polityka handlowa USA. Wśród analityków rynków walutowych dominuje przekonanie, że ograniczanie wymiany handlowej przez Stany Zjednoczone będzie bardziej dotkliwie dla ich partnerów. Wpływ na wartość euro w nadchodzących miesiącach może mieć zapowiedź Europejskiego Banku Centralnego z czerwca 2018 r. dotycząca ograniczania i wygaszenia do końca 2018 r. programu skupowania instrumentów dłużnych oraz podwyżki stóp procentowych w II połowie 2019 r. Negatywne sygnały z rynków zagranicznych mogą prowadzić do dalszego osłabiania się złotego pomimo zadowalających odczytów z polskiej gospodarki.

✓ Kurs EUR/PLN oraz USD/PLN w I półroczu 2018 r. i I półroczu 2017 r.



źródło: Narodowy Bank Polski.

4. Wyniki finansowe w I półroczu 2018 r.

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej GK PGNiG oraz jednostki dominującej w I półroczu 2018 r. zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej zestawieniach.

4.1. Wybrane dane finansowe PGNiG

Wybrane dane finansowe PGNiG (w mln zł)

	I pół. 2018 r.	I pół. 2017 r.	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	10 915	9 645	1 270
Koszty operacyjne razem, w tym:	(9 666)	(8 786)	(881)
Amortyzacja	(388)	(374)	(14)
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	1 249	859	390
Zysk przed opodatkowaniem	3 080	2 033	1 047
Zysk netto	2 791	1 827	964
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 279	689	590
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(575)	(942)	367
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(1 563)	(4 399)	2 836
Przepływy pieniężne netto	(859)	(4 652)	3 793
	30 czerwca 2018 r.	31 grudnia 2017 r.	
Aktywa razem	35 328	33 447	1 881
Aktywa trwałe (długoterminowe)	24 699	24 234	465
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym:	10 629	9 213	1 416
Zapasy	2 220	2 231	(11)
Pozostałe aktywa	102	41	61
Zobowiązania i kapitał własny razem	35 328	33 447	1 881
Kapitał własny razem	28 644	26 033	2 611
Zobowiązania długoterminowe razem	2 473	2 288	185
Zobowiązania krótkoterminowe razem	4 211	5 126	(915)
Zobowiązania razem	6 684	7 414	(730)

Rentowność

	30 czerwca 2018 r.	30 czerwca 2017 r.*	31 grudnia 2017 r.
EBIT			
zysk operacyjny	1 249	859	1 094
EBITDA			
zysk operacyjny + amortyzacja	1 637	1 233	1 860
ROE			
zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	9,7%	7,1%	7,8%
Rentowność sprzedaży netto			
zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży	25,6%	18,9%	10,7%
ROA			
zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	7,9%	5,5%	6,1%

*dane raportowane

Płynność

	30 czerwca 2018 r.	30 czerwca 2017 r.*	31 grudnia 2017 r.
Wskaźnik bieżącej płynności			
aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	2,8	1,5	2,0
Wskaźnik szybki płynności			
aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	2,2	1,1	1,5

*dane raportowane

Zadłużenie

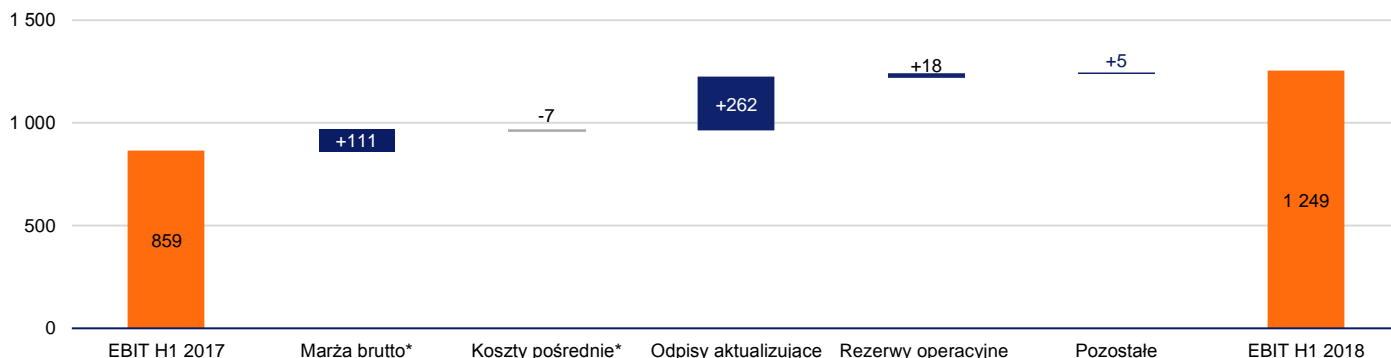
	30 czerwca 2018 r.	30 czerwca 2017 r.*	31 grudnia 2017 r.
Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem			
suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	18,9%	22,7%	22,2%
Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem			
suma zobowiązań do kapitału własnego	23,3%	29,3%	28,5%

*dane raportowane

Omówienie wyników finansowych PGNiG

W I półroczu 2018 r. PGNiG S.A. odnotowało zysk z działalności operacyjnej (EBIT) na poziomie 1 249 mln zł, a więc wyższy o 390 mln zł niż w analogicznym okresie ubiegłego roku.

✓ Zmiany w EBIT pomiędzy I półroczem 2017 i 2018 r.



*Z uwzględnieniem rezerwy na świadectwa pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej.

Na wzrost EBIT w stosunku do I półrocza 2017 r. wpływ miały przede wszystkim:

- wzrost marży na sprzedaży ropy naftowej w wyniku wyższych średnich cen sprzedaży tego surowca; różnica średnich notowań giełdowych ropy naftowej Brent pomiędzy I półroczem 2017 r. i analogicznym okresem 2018 r. wyniosła +33%;
- wyższa marża na sprzedaży usług;
- nieznaczny wzrost marży na sprzedaży pozostałych produktów, w tym: energii elektrycznej, helu, LPG i siarki;
- rozwiązanie odpisów aktualizujących na środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych na poziomie wyższym niż w roku ubiegłym;
- zawiązanie w 2017 r. odpisów aktualizujących na zapasy gazu oraz rozwiązanie w 2018 r. odpisów aktualizujących na zapasy LNG;
- zawiązanie niższych rezerw operacyjnych w I półroczu 2018 r.

Powyższy wzrost został częściowo zniwelowany przez:

- niższą marżę na sprzedaży gazu wysokometanowego, w związku z wyższą ceną zakupu surowca importowanego;
- niższą marżę na sprzedaży gazu zaazotanowego, głównie ze względu na wzrost kosztów poszukiwań alokowanych do kosztów sprzedaży.

Wynik na działalności finansowej w relacji do I półrocza 2017 r. wzrósł o 658 mln zł w związku z wyższą o 529 mln zł wartością przychodów z tytułu dywidend od spółek zależnych.

4.2. Wybrane dane finansowe GK PGNiG

Wybrane dane finansowe GK PGNiG (w mln zł)

	I pół. 2018 r.	I pół. 2017 r.	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	20 886	18 817	2 069
Koszty operacyjne razem, w tym:	(17 912)	(15 975)	(1 937)
Amortyzacja	(1 326)	(1 335)	9
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	2 974	2 842	132
Zysk przed opodatkowaniem	3 087	2 859	228
Zysk netto	2 270	2 098	172
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	4 596	3 932	664
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(1 741)	(2 076)	335
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(2 376)	(4 976)	2 600
Przepływy pieniężne netto	479	(3 120)	3 599
	30 czerwca 2018 r.	31 grudnia 2017 r.	
Aktywa razem	48 622	48 203	419
Aktywa trwałe (długoterminowe)	37 217	36 364	853
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym:	11 405	11 839	(434)
Zapasy	2 748	2 748	0
Pozostałe aktywa	447	216	231
Zobowiązania i kapitał własny razem	48 622	48 203	419
Kapitał własny razem	35 769	33 627	2 142
Zobowiązania długoterminowe razem	6 968	7 004	(36)
Zobowiązania krótkoterminowe razem	5 885	7 572	(1 687)
Zobowiązania razem	12 853	14 576	(1 723)

Rentowność

	30 czerwca 2018 r.	30 czerwca 2017 r.*	31 grudnia 2017 r.
EBIT			
zysk operacyjny	2 974	2 842	3 910
EBITDA			
zysk operacyjny + amortyzacja	4 300	4 177	6 579
EBITDA skorygowana			
zysk operacyjny + amortyzacja + odpisy z tytułu trwałej utraty wartości majątku trwałego	3 988	4 101	7 012
ROE			
zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	6,3%	6,4%	8,7%
Rentowność sprzedaży netto			
zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży	10,9%	11,1%	8,2%
ROA			
zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	4,7%	4,7%	6,1%

*dane raportowane

Płynność

	30 czerwca 2018 r.	30 czerwca 2017 r.*	31 grudnia 2017 r.
Wskaźnik bieżącej płynności			
aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	2,43	2,14	1,88
Wskaźnik szybkiej płynności			
aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	1,85	1,63	1,44

*dane raportowane

Zadłużenie

	30 czerwca 2018 r.	30 czerwca 2017 r.*	31 grudnia 2017 r.
Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem			
suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	26,4%	27,2%	30,2%
Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem			
suma zobowiązań do kapitału własnego	35,9%	37,4%	43,3%

*dane raportowane

4.3. Omówienie wyników finansowych GK PGNiG

Zmiana prezentacji danych finansowych Grupy Kapitałowej PGNiG

W 2018 r. GK PGNiG zastosowała wymogi nowych standardów MSSF 9 i MSSF 15 z wykorzystaniem zmodyfikowanego podejścia retrospektywnego ze skutkiem od 1 stycznia 2018 r. (bez przekształcenia okresu porównawczego).

- MSSF 15 – Przychody z tytułu umów z klientami:
 - spółki Grupy które zidentyfikowały dobra lub usługi, dla których pełnią rolę pośrednika (agenta) zmieniły sposób prezentacji przychodów i kosztów. Przychody prezentowane są w kwocie wynagrodzenia netto;
 - Grupa jako podmiot nie mający wpływu na główne cechy świadczonych usług i ich cenę pełni rolę pośrednika (agenta) w zakresie usług przesyłu gazu i dystrybucji energii elektrycznej. Przychody ze sprzedaży usługi dystrybucji gazu prezentowane są w pełnej kwocie świadczonych usług na rzecz klientów spoza Grupy PGNiG.
 - wpływ zmiany na segment:
 - obrót i magazynowanie – pełni rolę pośrednika (agenta) w zakresie usług dystrybucji gazu, przesyłu gazu i dystrybucji energii elektrycznej, dlatego przychody i koszty zostały zaprezentowane w kwocie netto;
 - dystrybucja – zmiana prezentacji polega na wykazaniu przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych świadczonych na rzecz klientów spoza GK PGNiG jako sprzedaż zewnętrzną.
- MSSF 9 – Instrumenty finansowe:
 - zmiana w zasadach klasyfikacji i wyceny aktywów finansowych;
 - wprowadzenie nowego modelu wyznaczania oczekiwanych strat kredytowych oraz;
 - zmiana wymogów w zakresie rachunkowości zabezpieczeń.

Prezentacja wpływu MSSF 15 na skonsolidowany rachunek zysków i strat

2017	I półrocze przed zmianą	wpływ	I półrocze po zmianie
Przychody ze sprzedaży, w tym:	18 817	(74)	18 743
Przychody ze sprzedaży gaz	15 049	(2 107)	12 942
Przychody ze sprzedaży pozostałe	3 768	2 033	5 801
Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym:	(14 640)	74	(14 566)
Usługi przesyłowe	(557)	68	(489)
Pozostałe usługi	(772)	6	(766)
2018	I półrocze przed zmianą	wpływ	I półrocze po zmianie
Przychody ze sprzedaży, w tym:	20 982	(96)	20 886
Przychody ze sprzedaży gaz	16 796	(2 042)	14 754
Przychody ze sprzedaży pozostałe	4 186	1 946	6 132
Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym:	(16 682)	96	(16 586)
Usługi przesyłowe	(608)	80	(528)
Pozostałe usługi	(853)	16	(837)

Prezentacja wpływu MSSF 15 na segmenty

Bez uwzględnienia zmiany prezentacji MSSF 15		I pół. 2017 r.	I pół. 2018 r.
Obrót i Magazynowanie			
Przychody ze sprzedaży		15 819	17 823
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)		(15 730)	(17 852)
Dystrybucja			
Przychody ze sprzedaży		2 610	2 687
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych		554	590
Sprzedaż między segmentami		2 056	2 097
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)		(1 227)	(1 303)
Wpływ MSSF 15		I pół. 2017 r.	I pół. 2018 r.
Obrót i Magazynowanie			
Przychody ze sprzedaży		(2 110)	(2 053)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)		2 110	2 053
Dystrybucja			
Przychody ze sprzedaży		0	0
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych		2 036	1 957
Sprzedaż między segmentami		(2 036)	(1 957)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)		0	0
Nowy sposób prezentacji MSSF 15		I pół. 2017 r.	I pół. 2018 r.
Obrót i Magazynowanie			
Przychody ze sprzedaży		13 709	15 770
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)		(13 620)	(15 799)
Dystrybucja			
Przychody ze sprzedaży		2 610	2 687
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych		2 590	2 547
Sprzedaż między segmentami		20	140
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)		(1 227)	(1 303)

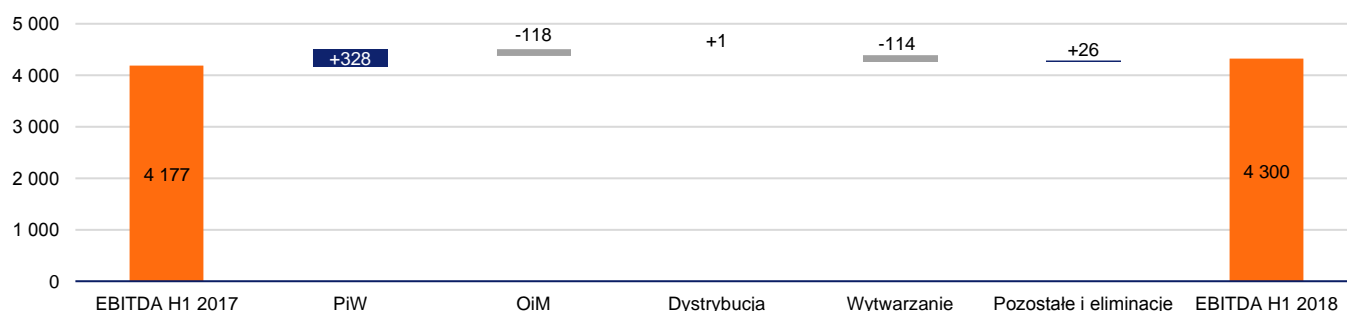
Nowy sposób prezentacji MSSF 15 w podziale na segmenty

I pół. 2017 r.	Przychody	Koszty operacyjne	EBITDA	Amortyzacja	EBIT
Poszukiwanie i Wydobywanie	3 146	(1 456)	2 239	(549)	1 690
Obrót i Magazynowanie	13 709	(13 722)	89	(102)	(13)
Dystrybucja	2 610	(1 687)	1 383	(460)	923
Wytwarzanie	1 267	(885)	580	(198)	382
Pozostałe segmenty	160	(306)	(120)	(26)	(146)
I pół. 2018 r.	Przychody	Koszty operacyjne	EBITDA	Amortyzacja	EBIT
Poszukiwanie i Wydobywanie	3 660	(1 614)	2 567	(521)	2 046
Obrót i Magazynowanie	15 770	(15 892)	(29)	(93)	(122)
Dystrybucja	2 687	(1 760)	1 384	(457)	927
Wytwarzanie	1 265	(1 019)	466	(220)	246
Pozostałe segmenty	243	(358)	(80)	(35)	(115)

W I półroczu 2018 r. przychody GK PGNiG wyniosły 20 886 mln zł i były o 2 143 mln zł (11,4%) wyższe niż w analogicznym okresie roku poprzedniego, w którym osiągnęły poziom (po zmianach prezentacyjnych w związku z MSSF 15) 18 743 mln zł. Przy wyższych o 12,6% kosztach operacyjnych wynoszących 17 912 mln zł, GK PGNiG wypracowała skonsolidowany wynik na działalności operacyjnej (EBIT) w wysokości 2 974 mln zł (wzrost o 4,6%). Wynik z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA) wyniósł 4 300 mln zł, i był o 123 mln zł (2,9%) wyższy w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Zysk netto, który wyniósł 2 270 mln zł, był wyższy o 172 mln zł (8,2% r/r) w porównaniu do I półrocza 2017 r.

Wynik ten osiągnięto w warunkach rosnących cen ropy naftowej na rynkach światowych oraz gazu w regionie Europy Środkowej, przy jednocześnie postępującej liberalizacji rynku gazu w Polsce. Prowadzone działania sprzedażowe przy wyższych r/r temperaturach (wzrost o 0,9°C) pozwoliły na zwiększenie wolumenu gazu sprzedanego przez GK PGNiG – z 14,2 mld m³ w I półroczu 2017 r. do poziomu 15,3 mld m³ w I półroczu 2018 r.

✓ Zmiany w EBITDA pomiędzy I półroczem 2017 r. i 2018 r. w mln zł



Poszukiwanie i Wydobywanie (PiW)

Segment Poszukiwanie i Wydobywanie na koniec I półrocza 2018 r. zanotował zysk na działalności operacyjnej w wysokości 2 046 mln zł. Wynik ten był o 356 mln zł wyższy niż osiągnięty w analogicznym okresie ubiegłego roku. Na poziomie EBITDA wypracowano zysk w wysokości 2 567 mln zł, co jest wynikiem wyższym od wyniku roku poprzedniego o 328 mln zł (14,6% r/r). Przychody segmentu wzrosły o 514 mln zł, do poziomu 3 660 mln zł (16,3% r/r), w relacji do przychodów uzyskanych w I półroczu 2017 r.

W I półroczu 2018 r. odnotowano wzrost wolumenu sprzedaży ropy naftowej (2% r/r), co spowodowało wzrost przychodów w segmencie ze sprzedaży ropy naftowej o 224 mln zł (22% r/r). Istotny wpływ na wzrost przychodów miał wzrost cen ropy naftowej na światowych rynkach (średnia kwartalna cena ropy Brent w I półroczu 2018 r. wyrażona w złotym była wyższa o ok. 20% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego). Odnotowano wyższe wolumeny wydobywania w Polsce oraz stabilne wolumeny wydobywania w Norwegii.

Zaobserwowano wzrost kosztów operacyjnych o 158 mln zł (11% r/r) w segmencie do poziomu 1 614 mln zł, w wyniku wzrostu o 279 mln zł spisanych w koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki do poziomu -376 mln zł, przy jednoczesnym odwróceniu odpisów aktualizujących w kwocie +311 mln zł (+83 mln zł w I półroczu 2017 r.) oraz ujęciu w I półroczu 2018 r. rynkowej wyceny pozycji nadwyżki/niedoboru produkcji węglowodorów w stosunku do sprzedaży w Norwegii w kwocie -92 mln zł.

Obrót i Magazynowanie (OiM)

Strata operacyjna segmentu Obrót i Magazynowanie wyniosła w I półroczu 2018 r. -122 mln zł, będąc wynikiem o 109 mln zł gorszym r/r. Na poziomie EBITDA wykazano stratę w wysokości -29 mln zł, co jest wynikiem niższym o 118 mln zł w porównaniu do I półrocza 2017 r., kiedy Grupa wypracowała wynik na poziomie +89 mln zł. Przychody segmentu ukształtowały się na poziomie 15 770 mln zł, i były (po uwzględnieniu wpływu zmian wynikających z zastosowania MSSF 15 na wyniki I półrocza 2017 r.) o 2 061 mln zł wyższe w stosunku do analogicznego okresu w roku ubiegłym.

W ślad za wzrostem kosztu pozyskania gazu z importu w I półroczu 2018 r. i po uwzględnieniu zmian prezentacji wynikających z MSSF 15, zaobserwowano wzrost poziomu kosztów operacyjnych segmentu o 2 171 mln zł do poziomu 15 892 mln zł (15,8% r/r). Wyniki segmentu w pierwszej połowie 2018 r. powiększono o 32 mln zł z tytułu rozwiązania odpisów na zapas gazu, podczas gdy w analogicznym okresie ubiegłego roku zawiązanie odpisów obniżyło wyniki segmentu o niemal 57 mln zł.

Dystrybucja

Wynik operacyjny segmentu Dystrybucja w I półroczu 2018 r. zmniejszył się o 4 mln zł wobec I półrocza 2017 r. i osiągnął poziom 927 mln zł, natomiast powiększony o amortyzację (EBITDA) wyniósł 1 384 mln zł, czyli o 1 mln zł więcej niż rok wcześniej.

W I półroczu 2018 r. odnotowano wzrost przychodów ze sprzedaży o 77 mln zł, podczas gdy przychody z usługi dystrybucyjnej były niższe o 71 mln zł (-3% r/r) przy stabilnym wolumenie dystrybucji sięgającym 6,4 mld m³. Koszty poniesione w I półroczu 2018 r. były wyższe o 73 mln zł, czyli 4% r/r, na co wpływ miał wzrost kosztów zużycia surowców i materiałów, świadczeń pracowniczych i usług obcych.

Wytwarzanie

Wynik operacyjny segmentu w I półroczu 2018 r. wyniósł 246 mln zł i był niższy niż w I półroczu 2017 r. o 136 mln zł. Na poziomie EBITDA osiągnięto wynik w wysokości 466 mln zł, o 114 mln zł (-19,7% r/r). Przychody segmentu wyniosły 1 265 mln zł – o 2 mln zł mniej niż w I półroczu 2017 r. Wyższa temperatura, szczególnie w II kwartale 2018 r., w którym odnotowano wzrost o 2,9°C r/r, wpłynęła na niższe przychody ze sprzedaży ciepła o blisko 6% r/r. Natomiast wzrost kosztów zużycia węgla o 14% r/r do poziomu 432 mln zł (w wyniku rosnących cen węgla na światowych rynkach) miał wpływ na wyższe o 134 mln zł koszty operacyjne w segmencie.

Wyniki finansowe i wolumenowe poszczególnych segmentów zostały szczegółowo omówione w [punktach 5.1-5.4](#).

Sprawozdanie z sytuacji finansowej

Suma bilansowa na dzień 30 czerwca 2018 r. wyniosła 48 622 mln zł, co oznacza nieznaczny wzrost w stosunku do jej wartości na koniec 2017 r. (o 419 mln zł, czyli 0,9%).

Aktywa

Największą pozycję aktywów Grupy stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których wartość na koniec I półrocza 2018 r. wyniosła 32 810 mln zł i była o 358 mln zł (1,1%) wyższa od stanu na dzień 31 grudnia 2017 r. W zakresie aktywów trwałych najistotniejszy wzrost (157 mln zł, czyli 9,8%) nastąpił w pozycji „Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności”, głównie na skutek zwiększenia zaangażowania w PGG.

Aktywa obrotowe Grupy na koniec I półrocza 2018 r. wynosiły 11 405 mln zł i były o 434 mln zł (3,6% r/r) niższe niż na koniec 2017 r. Największy wpływ na spadek aktywów obrotowych miał spadek wartości w pozycji „Należności” (o 1 712 mln zł, czyli o 29,6% w stosunku do końca 2017 r.), co jest efektem sezonowości sprzedaży paliwa gazowego, którego największy wolumen sprzedaży odnotowuje się w okresie zimowym. Natomiast wypracowane w I półroczu 2018 r. wyniki finansowe spółek Grupy wpłynęły na wzrost „Środków pieniężnych i ich ekwiwalentów” (o 500 mln, czyli 19,4%) w stosunku do stanu na koniec grudnia 2017 r.

Kapitał własny i zobowiązania

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Grupy jest kapitał własny, którego wartość na koniec I półrocza 2018 r. wynosiła 35 769 mln zł, co oznacza wzrost o 2 142 mln zł (6,4%) w relacji do końca 2017 r. Na zmianę poziomu kapitałów własnych wpływ miał między innymi osiągnięty w bieżącym okresie zysk netto w wysokości 2 270 mln zł. Stan zobowiązań długoterminowych na dzień 30 czerwca 2018 r. wyniósł 6 968 mln zł, czyli pozostał na prawie niezmiennym poziomie w stosunku do końca ubiegłego roku, kiedy wyniósł 7 004 mln zł (spadek o 0,5%). Na dzień 30 czerwca 2018 r. Grupa posiadała zobowiązania krótkoterminowe na poziomie 5 885 mln zł, co oznacza spadek o 1 687 mln zł (22,3%) w relacji do końca 2017 r. Na spadek zobowiązań krótkoterminowych wpłynęła spłata przez PGNiG zobowiązań w 2017 r. z tytułu emisji euroobligacji stałokuponowych (spółka nie zaciągała nowej pożyczki w formule euroobligacji).

W związku ze spadkiem poziomu zobowiązań krótkoterminowych oraz wzrostu poziomu kapitałów własnych przy jednoczesnym utrzymywaniu się poziomu zobowiązań długoterminowych na porównywalnym poziomie, poprawie uległy wskaźniki obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem i obciążenia zobowiązaniami ogółem. Wskaźniki obniżyły się odpowiednio z 30,2% do 26,4% i z 43,3% do 35,9%.

Na skutek spadku poziomu zobowiązań krótkoterminowych, który był istotnie silniejszy od spadku aktywów obrotowych wpływających na wskaźniki płynności, poprawie uległy następujące wskaźniki płynności: wskaźnik bieżącej płynności, który osiągnął wartość 2,43 wobec poziomu 1,88 z końca grudnia 2017 r. oraz wskaźnik szybkiej płynności, który wyniósł w bieżącym okresie 1,85 w stosunku do poziomu 1,44 z końca poprzedniego roku.

Istotne transakcje zawarte z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż rynkowe

W bieżącym okresie sprawozdawczym jednostki Grupy nie zawarły istotnych transakcji nabycia lub sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych na innych warunkach niż rynkowe.

Możliwość zrealizowania publikowanych prognoz wyników

Zarząd PGNiG S.A. nie publikował prognoz wyników Grupy Kapitałowej PGNiG na 2018 r.

Gwarancje i poręczenia

W bieżącym okresie sprawozdawczym jednostki Grupy nie zawarły istotnych umów poręczeń kredytu, pożyczek lub gwarancji.

Inwestycje w I półroczu 2018 r.

W I półroczu 2018 r. nakłady inwestycyjne GK PGNiG na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne i prawne wyniosły 1,4 mld zł i były o 20% wyższe od nakładów poniesionych w I półroczu 2017 r. Wysokość nakładów w poszczególnych segmentach działalności PGNiG i GK PGNiG przedstawiają poniższe tabele.

Nakłady inwestycyjne* poniesione na rzeczowe aktywa trwałe PGNiG w I półroczu 2018 r.

	I pół. 2018 r.	I pół. 2017 r.	Stopień wykonania planu I pół. 2018 r.
I. Poszukiwanie i Wydobywanie, w tym:	384	334	39%
1 Poszukiwanie	279	186	
w tym nakłady na odwierty negatywne	11	38	
2 Wydobywanie	105	148	
II. Obrót i Magazynowanie	65	81	44%
1 Obrót	37	65	
2 Magazyny segmentu Obrót i Magazynowanie	28	16	
III. Nakłady inwestycyjne łącznie (I+II+III)	449	415	40%

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

Nakłady inwestycyjne* poniesione na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w I półroczu 2018 r.

	I pół. 2018 r.	I pół. 2017 r.	Stopień wykonania zaktualizowanego planu I pół. 2018 r.
I. Poszukiwanie i Wydobywanie, w tym:	560	533	53%
1 Norwegia	142	152	73%
2 Pakistan	30	48	34%
3 Libia	4	6	109%
II. Obrót i Magazynowanie	32	21	58%
III. Dystrybucja	609	396	121%
IV. Wytwarzanie	165	157	79%
V. Pozostałe segmenty	39	68	58%
VI. Nakłady inwestycyjne łącznie (I-V)	1 405	1 175	74%

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

4.4. Przewidywana sytuacja finansowa

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 może ulec zmianie za sprawą wyroku Trybunału Arbitrażowego w Sztokholmie w kwestii dotyczącej stosowanej w Kontrakcie jamalskim formuły cenowej. > [Więcej informacji – pkt 5.4.5](#)

Na wyniki realizowane przez GK PGNiG istotny wpływ będzie miała także sytuacja na krajowym rynku walutowym. Umacnianie 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 legislacyjne w omawianym zakresie oraz zmiany rynkowe cen czerwonych i zielonych certyfikatów (świadczeń pochodzenia energii elektrycznej) będą wpływać na sytuację finansową GK PGNiG w tym segmencie. Istotnym elementem kształtującym wyniki segmentu Wytwarzanie będzie poziom cen paliw produkcyjnych wykorzystywanych na potrzeby produkcji ciepła i energii elektrycznej.

W kolejnych kwartałach GK PGNiG zamierza utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną, w tym głównie na realizację projektów w zakresie utrzymania zdolności wydobywczych, działalności związanej z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, rozbudowę i modernizację sieci dystrybucji gazu oraz realizację inwestycji w sektorze elektroenergetycznym.

5. Działalność operacyjna w I półroczu 2018 r.

Dane operacyjne	I pół. 2018 r.	I pół. 2017 r.
Wydobycie gazu ziemnego w GK PGNiG (w mln m³)*		
Gaz wysokometanowy E	925	943
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	1 330	1 279
Razem (przeliczony na E)	2 255	2 222
Sprzedż gazu ziemnego w GK PGNiG (w mln m³)*		
Gaz wysokometanowy E	14 548	13 390
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	799	781
Razem (przeliczony na E)	15 347	14 171
Wolumen dystrybucji (w mln m³)**		
Gaz wysokometanowy, zaazotowany, propan-butan, koksowniczy	6 356	6 382
Ropa naftowa, kondensat i NGL (w tys. ton)		
Wydobycie	673	615
Sprzedż	723	706
Ciepło i energia elektryczna (z produkcji)		
Wolumen sprzedaży ciepła poza GK PGNiG (TJ)	23 463	24 936
Wolumen sprzedaży energii elektrycznej z produkcji (TWh)	2 137	2 194

*W przeliczeniu na gaz o cieple spalania 39,5 mJ/m³.

**W jednostkach naturalnych.

5.1. Segment Poszukiwanie i wydobywanie

Podstawową działalnością segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania oraz wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Prace te segment prowadzi we własnym zakresie oraz we współpracy z partnerami na podstawie umów o wspólnych operacjach. Ponadto segment wykorzystuje na swoje potrzeby pojemności PMG Bonikowo i PMG Daszewo.

5.1.1. Strategia w segmencie

W segmencie Poszukiwanie i wydobywanie Grupa PGNiG realizuje strategię ukierunkowaną na zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów o ok. 35% oraz zwiększenie poziomu wydobycia węglowodorów o ok. 41% do 2022 r., istotne obniżenie jednostkowych kosztów poszukiwań i rozpoznania złóż, a także utrzymanie jednostkowych kosztów zagospodarowania złóż i wydobycia węglowodorów w celu poprawy rentowności działalności poszukiwawczo-wydobywczej. Realizacja tego celu będzie możliwa przede wszystkim dzięki:

- zwiększeniu bazy udokumentowanych zasobów i zwiększeniu rocznego wolumenu wydobycia węglowodorów w Polsce poprzez realizację planów inwestycyjnych dotyczących prac na otworach poszukiwawczych, badawczych, rozpoznawczych oraz współpraca na koncesjach z innymi podmiotami;
- intensyfikacji krajowych poszukiwań złóż węglowodorów m.in. poprzez współpracę z Państwowym Instytutem Geologicznym - Państwowym Instytutem Badawczym, w ramach projektu badawczego *Geo-Metan* dotyczącego wykorzystania technologii szczelninowania do pozyskania metanu z pokładów węgla kamiennego w Gilowicach;
- zwiększeniu bazy udokumentowanych zasobów i dwukrotnemu zwiększeniu rocznego wolumenu wydobycia za granicą, a także zwiększeniu wydobycia w Norwegii do poziomu 2,5 mld m³ rocznie na potrzeby Korytarza Norweskiego.
- przyspieszeniu poszukiwania i akwizycji złóż węglowodorów za granicą.

5.1.2. Segment w liczbach

Wybrane dane finansowe segmentu	I pół. 2018 r.	I pół. 2017 r.	2017	2016	2015	2014
Przychody ze sprzedaży ogółem	3 660	3 146	6 118	5 289	4 855	6 071
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG, w tym:	1 831	1 637	3 092	2 776	3 148	4 346
- gazu wysokometanowego i zaazotowanego	311	281	602	517	553	573
- ropy naftowej, kondensatu i NGL	1 256	1 032	1 862	1 606	1 945	2 654
- usługi geofizyczne, geologiczne i wiertnicze	122	200	358	429	382	761
Przychody między segmentami	1 829	1 509	3 026	2 513	1 707	1 725
EBITDA	2 567	2 239	3 865	2 206	2 426	3 143

Wydobycie gazu ziemnego GK PGNiG mln m ³	I pół. 2018 r.	I pół. 2017 r.	2017	2016	2015	2014
Gaz wysokometanowy (E)	925	943	1 863	1 918	2 027	1 876
w Polsce	637	655	1 315	1 401	1 454	1 457
w Norwegii*	288	288	548	517	573	419
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	1 330	1 279	2 674	2 540	2 564	2 628
w Polsce	1 232	1 213	2 524	2 481	2 513	2 570
w Pakistanie - Oddział PGNiG w Pakistanie	98	66	150	59	52	58
RAZEM (przeliczony na E)	2 255	2 222	4 537	4 458	4 591	4 504

*Przeliczenie dla paliwa gazowego o ciepłe spalania 39,5 MJ/m³

Sprzedaż gazu ziemnego z segmentu PIW poza GK PGNiG mln m ³	I pół. 2018 r.	I pół. 2017 r.	2017	2016	2015	2014
Gaz wysokometanowy (E)	14	18	31	77	54	33
w Polsce	14	18	31	53	52	33
w Norwegii	-	-	-	24	1	-
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	416	385	795	703	684	738
w Polsce	319	320	646	645	633	682
w Pakistanie - Oddział PGNiG w Pakistanie	97	65	149	58	51	56
RAZEM (przeliczony na E)	430	403	825	780	738	771

Ropa naftowa* w GK PGNiG tys. ton	I pół. 2018 r.	I pół. 2017 r.	2017	2016	2015	2014
Wydobycie ropy naftowej*	673	615	1 257	1 318	1 428	1 207
w Polsce	398	364	787	763	765	789
w Norwegii	275	251	470	555	664	418
Sprzedaż ropy naftowej*	723	706	1 269	1 347	1 391	1 169
z wydobycia w Polsce	398	379	791	754	772	780
z wydobycia w Norwegii	325	327	479	593	619	389

*Razem z kondensatem i NGL.

Wydobycie pozostałych produktów tys. ton	I pół. 2018 r.	I pół. 2017 r.	2017	2016	2015	2014
Gaz propan-butan	19	17	38	37	35	32
LNG	11	11	22	26	25	30
mln m ³						
Hel	2	2	3	3	3	3

5.1.3. Działalność segmentu w Polsce

Koncesje krajowe

Na dzień 1 stycznia 2018 r. PGNiG było w posiadaniu 48 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, a na dzień 30 czerwca 2018 r. posiadało 47 koncesji, w tym:

- 25 koncesji „łącznych” na poszukiwanie i rozpoznawanie oraz wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego;
- 21 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego;
- 1 koncesję „zawieszoną” w związku z brakiem zakończenia procedury przekształcenia.

Zakończono 21 postępowań w zakresie zatwierdzenia dodatków do projektów robót geologicznych oraz zatwierdzono bądź przedłużono 11 koncesji. Wg stanu na 30 czerwca 2018 r. w Ministerstwie Środowiska na przekształcenie oczekują 3 obszary koncesyjne, natomiast w procedurze zatwierdzenia dodatków do projektów robót geologicznych oraz zmian koncesji pozostaje łącznie 17 postępowań.

Na dzień 30 czerwca 2018 r. liczba posiadanych krajowych koncesji eksploatacyjnych wyniosła 204, czyli o 9 mniej niż na koniec ubiegłego roku. W I półroczu 2018 r. PGNiG nie przyznano nowych koncesji, 27 koncesji zostało zmienionych, 9 koncesji zostało wygaszonych, a wobec 16 koncesji prowadzono postępowania w sprawie udzielenia, zmiany, bądź jej wygaszenia. Bez zmian pozostaje liczba koncesji na podziemne magazynowanie gazu (9) oraz składowanie odpadów (3).

Stan zasobów wydobywalnych w Polsce na dzień 30 czerwca 2018 r. wynosił 17 193 tys. ton ropy naftowej (133 mln boe) oraz 81 751 mln m³ gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy (527 mln boe).

Prowadzone prace

W I półroczu 2018 r. PGNiG zajmowało się poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie Karpat, Przedgórze Karpat, Górnośląskim Zagłębiu Węglowym, Monoklinie Przedzudeckiej, Synklinorium Szczecińskim - zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Na obszarach koncesyjnych PGNiG w kraju prace wiertnicze prowadzone były w 23 otworach o łącznym metrażu 38 599 mb, w tym: 9 poszukiwawczych, 6 otworach rozpoznawczych oraz 5 otworach eksploatacyjnych. Dla porównania w I półroczu 2017 r. prace wiertnicze prowadzone były na 15 otworach o łącznym metrażu 26 707 mb.

Z 23 otworów realizowanych, głębokość końcową osiągnęło 16 otworów, w tym: 1 badawczy, 8 poszukiwawczych, 3 rozpoznawcze oraz 4 eksploatacyjne. Na koniec czerwca 2018 r. wyniki złożowe uzyskano z 12 odwiertów (6 poszukiwawczych, 2 rozpoznawczych i 4 eksploatacyjnych). Jako otwory pozytywne zakwalifikowano: 4 poszukiwawcze, 2 rozpoznawcze i 4 eksploatacyjne. W 2 odwiertach poszukiwawczych nie uzyskano przemysłowego przyływu węglowodorów i odwierty te zostały zlikwidowane.

Łącznie podłączono do eksploatacji 4 odwierty: Palikówka-10K, Przemysł-289K, Palikówka-13K, Międzyczód-8H. W I półroczu 2018 r. wykonano 616,5 km² sejsmiki 3D w porównaniu do 172,5 km² w analogicznym okresie w ubiegłym roku.

Poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie złóż metanu z pokładów węgla

W ramach realizacji projektu poszukiwania, rozpoznawania oraz wydobywania złóż metanu z pokładów węgla *Geo-Metan* w I półroczu 2018 r. odwiercony został intersekcyjny otwór badawczy Gilowice 3k oraz zakończono prace przygotowawcze pod wiercenie otworu Międzyczód 4. W trakcie realizacji jest wiercenie otworu Gilowice 4H i prace przygotowawcze pod wiercenie otworu Międzyczód 4. W ramach projektu *Geo-Metan II* odbywają się spotkania z przedstawicielami spółek węglowych (JSW, Tauron Wydobycie, PGG) w celu wybrania odpowiedniej lokalizacji pod wiercenia otworów objętych projektem.

5.1.4. Działalność segmentu za granicą

Norwegia

PGNiG UN wspólnie z partnerami zajmuje się wydobyciem węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog, oraz zagospodarowaniem Ærfugl, Skogul i Gina Krog. W I półroczu 2018 r. ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog spółka wydobyla 275 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami (w przeliczeniu na tonę ekwiwalentu ropy naftowej) i 285 mln m³ gazu ziemnego. Wydobycie ze złóż było wyższe niż planowano i 5% wyższe niż w analogicznym okresie poprzedniego roku. Wpływ na poziom wydobycia miało włączenie do eksploatacji nowych odwiertów na złożu Gina Krog, przywrócenie produkcji z dwóch wyłączonych odwiertów na złożu Skarv oraz regularność wydobycia ze złóż Vilje oraz Morvin. Na dzień 30 czerwca 2018 r. PGNiG UN posiadał udziały w 20 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, w tym w 2 jako operatorskie.

W I półroczu 2018 r. norweskie Ministerstwo Ropy i Energii zatwierdziło plany zagospodarowania dla złóż – Ærfugl i Skogul, w których PGNiG UN jest partnerem. Ærfugl (dawniej zwane Snadd) to złożo gazowo-kondensatowe zlokalizowane na Morzu Norweskim, w bezpośrednim sąsiedztwie złoża ropno-gazowego Skarv. Całkowite zasoby do wydobycia dla złoża wynoszą 31,3 mld m³ gazu ziemnego i 6 mln m³ kondensatu oraz 3,5 mln ton NGL. PGNiG posiada 11,9175% udziałów w złożu Ærfugl. Skogul (dawniej zwane Storklakken) to złożo głównie z zasobami ropy naftowej na Morzu Północnym, zlokalizowane w pobliżu złoża ropnego Vilje. Zasoby wydobywalne dla złoża wynoszą 8,93 mln baryłek ropy naftowej i 170 mln m³ gazu towarzyszącego ropie. PGNiG posiada 35% udziałów w złożu Skogul. Odwierty eksploatacyjne i instalacja urządzeń wydobywczych na obu złożach zaplanowana jest na lata 2019/2020. Operatorem obu złóż jest firma Aker BP, rozpoczęcie wydobycia planowane jest na 2020 r.

W marcu 2018 r. PGNiG UN sfinalizowało umowę nabycia 20% udziałów w licencji PL433, zawierającej złożo kondensatowo-gazowe Fogelberg. Operatorem licencji PL433 jest Spirit Energy (dawniej Centrica). Udziałowcy licencji wspólnie podjęli decyzję o odwiercie rozpoznawczym w 2018 r., który ma stanowić podstawę decyzji o zagospodarowaniu złoża. W konsekwencji, złożo obecnie znajduje się w fazie testów przedprodukcyjnych. Zgodnie z ostatnimi wynikami tych testów, wydobywalne zasoby gazu ze złoża Fogelberg są szacowane na 7 - 14 mld m³ gazu.

W styczniu 2018 r. została rozstrzygnięta kolejna runda koncesyjna APA 2017 (*Awards in Predefined Areas*), w wyniku której PGNiG UN otrzymał udziały w 2 kolejnych nowych koncesjach poszukiwawczych PL939 i PL941:

- 30% udziałów jako partner w koncesji PL939 (Egyptian Vulture) na Morzu Norweskim. Koncesja ta jest położona w okolicy złoża Åsgard, operatorem na tej koncesji został Equinor (dawniej Statoil) – 70% udziałów;
- 20% udziałów jako partner w koncesji PL941 (Grønnlifjellet) na Morzu Norweskim. Koncesja ta położona jest w okolicy złoża Skarv, operatorem na tej koncesji został Aker BP (50% udziałów), a drugim partnerem spółka Wellesley, która otrzymała 30% udziałów.

W ciągu dwóch lat, partnerzy koncesyjni wykonają stosowne analizy geologiczne i geofizyczne, których celem będzie dokładne oszacowanie potencjału naftowego objętych koncesjami obszarów. Po tym okresie zostaną podjęte decyzje o wierceniu otworów poszukiwawczych lub zwolnieniu koncesji bez wykonywania wierceń (*drill or drop decision*). Ponadto PGNiG UN prowadziło m.in. ocenę perspektywiczności koncesji PL839, PL850 i operatorskiej PL838. Po wynikach przeprowadzonych analiz geologiczno-ekonomicznych firma PGNiG UN wraz z partnerami podjęła decyzję o zwolnieniu koncesji PL850 bez wiercenia otworu.

Od stycznia 2018 r. stopa podatku dochodowego w Norwegii (*Corporate Tax*) została obniżona z 24% do 23%. Jednocześnie obniżka podatku dochodowego została zrównoważona podniesieniem specjalnego podatku węglowodorowego (*Special Petroleum Tax*) z 54% do 55% oraz obniżką ulgi inwestycyjnej (*Uplift*) z 22% do 21,2%. Krańcowa stopa podatkowa od działalności wydobywczej pozostała zatem na poziomie 78%, stąd też wprowadzone zmiany mają minimalny wpływ na działalność biznesową spółki.

Wykaz koncesji na koniec czerwca 2018 r.

Koncesja	Operator	Udział	Rodzaj	Planowane działania
PL029C (Gina Krog)	Equinor	29,63 % (8% w projekcie)	Poszukiwawcza / zagospodarowanie	Zagospodarowanie (produkcja od 30 czerwca 2017), Poszukiwania
PL036D (Vilje)	AkerBP	24.243 %	Produkcja	Produkcja
PL036 (Vale)	Spirit	24.243 %	Poszukiwawcza / Produkcja	Produkcja
PL249 (Vale)				
PL134B (Morvin)	Equinor	6%	Produkcja	Produkcja
PL134C (Morvin)				
PL212 (Skarv)	AkerBP	15 % (11,9175% w projekcie)	Poszukiwawcza / zagospodarowanie / Produkcja	Produkcja, zagospodarowanie złoża Ærfugl uruchomienie produkcji w 2020)
PL212B (Skarv)				
PL262 (Skarv)				
PL212E (Snadd Outer)	AkerBP	15 %	Poszukiwawcza	Możliwe włączenie do Snadd
PL433 (Fogelberg)	Spirit	20%	Poszukiwawcza	Analiza wyników testu produkcyjnego możliwe uruchomienie zagospodarowania
PL460 (Skogul)	AkerBP	35%	Zagospodarowanie	Zagospodarowanie (planowane uruchomienie produkcji w 2020)
PL813 (Elli)	Equinor	8%	Poszukiwawcza	Decyzja Drill or Drop (DoD): Luty 2019
Op.PL838 (Tunfisk/Shrek)	PGNiG	40%	Poszukiwawcza	DoD: Sierpień 2018
PL839 (Nise/Storkobbe)	AkerBP	11,9175%	Poszukiwawcza	Interpretacja sejsmiki
PL850 (Ulv)	Edison	20%	Poszukiwawcza	DoD: Luty 2019
PL887 (Novus East)	PGNiG	40%	Poszukiwawcza	DoD: Luty 2019
PL891 (Tunfisk South)	ConocoPhillips	30%	Poszukiwawcza	DoD: Luty 2019
PL939	Equinor	30%	Poszukiwawcza	DoD: Luty 2020
PL941	AkerBP	20%	Poszukiwawcza	DoD: Luty 2020

Pakistan

PGNiG prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd. (PPL), zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG: (operator) – 70%, PPL – 30%. Dotychczas na terenie koncesji odkryto dwa złoża gazu ziemnego Rehman i Rizq.

W I połowie 2018 r. w ramach prac rozpoznawczo – eksploatacyjnych podłączono do eksploatacji odwiert Rizq-2 oraz ukończono wiercenia i podłączono do produkcji otwór eksploatacyjny Rehman-4. W ramach odnowienia koncesji poszukiwawczej Kirthar, oddział w Pakistanie rozpoczął wiercenie otworu poszukiwawczego Roshan-1.

Libia

Przez I połowę 2018 r. spółka prowadziła działania zmierzające do ograniczenia wpływu siły wyższej na projekt, co wynika ze wcześniej poczynionych uzgodnień z NOC. W ramach realizowanych działań prowadzone były analizy danych sejsmicznych formacji Ordowik oraz weryfikacja perspektywiczności geologicznej licencji LC113 i możliwości użycia węglowodorów z licencji LC113. Dodatkowo zabezpieczano aktywa zgromadzone w Libii.

5.1.5. Perspektywy rozwoju

Polska

Prognozowane wydobycie w Polsce w latach 2018-2019 to 3,8 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) rocznie, natomiast ropy naftowej wraz z kondensatem - odpowiednio: 820 tys. ton w 2018 r. i 784 tys. ton w 2019 r. Do końca 2018 r. na terenie Polski planowane jest zagospodarowanie co najmniej 6 odwiertów i podłączenie co najmniej 8 odwiertów (głównie w rejonie działalności Oddziału w Sanoku). Ponadto, prowadzone będą prace modernizacyjne oraz rozbudowa istniejących instalacji, m.in. poprzez zapewnienie dostaw na potrzeby własne PMG Wierzchowice z kierunku Odolanowa.

W II półroczu 2018 r. kontynuowane będą prace nad projektem *Geo-Metan*, wykorzystujący technologie szczelinowania do pozyskania metanu z pokładów węgla kamiennego. W ramach projektu *Geo-Metan II* odbędą się spotkania z przedstawicielami spółek węglowych w celu wybrania odpowiedniej lokalizacji pod kolejne wiercenia otworów objętych projektem.

Norwegia

W II półroczu 2018 r. na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG UN kontynuować będzie, jako partner, wydobycie węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog oraz zagospodarowanie złóż Skogul oraz Ærfugl. PGNiG UN będzie również prowadzić działania zmierzające do zapewnienia stabilnych, przewidywalnych i długoterminowych dostaw gazu do Polski. Obejmują one zarówno analizy w zakresie budowy infrastruktury umożliwiającej fizyczne sprowadzenie norweskiego gazu do Polski, jak i potencjalne akwizycje złóż gazowych w Norwegii. Jednym z kierunków rozwoju jest również rozwój działalności poszukiwawczej, w tym w roli operatora wierceń (PL838). W najbliższej perspektywie znajduje się analiza wyników testu produkcyjnego na złożu Fogelberg i potencjalne przygotowanie planu zagospodarowania w przypadku pozytywnych wyników testu.

Ponadto PGNiG UN planuje pozyskanie nowych obszarów koncesyjnych przez udział w corocznych rundach koncesyjnych APA oraz normalnych rundach koncesyjnych (*Licence Round*) organizowanych co 2-3 lata. Spółka nie wyklucza pozyskiwania nowych obszarów koncesyjnych w procesie odkupienia udziałów w celu zapewnienia strategicznych dostaw gazu z kierunku północnego. PGNiG UN posiada zdywersyfikowany portfel koncesji wydobywczych i poszukiwawczych wydobywczych na Morzach Północnym, Norweskim i Barentsa. Utrzymanie tej dywersyfikacji postrzegane jest jako istotny element zarządzania portfelem projektów.

Pakistan

Na II połowę 2018 r. zaplanowano wykonanie kolejnego otworu eksploatacyjnego Rehman-5. Równocześnie rozpoczną się prace wiertnicze na kolejnych otworach eksploatacyjnych Rizq-3 i Rehman-6 w celu rozbudowy mocy instalacji wydobywczych i podłączenia kolejnych otworów do eksploatacji. Ponadto, na obszarze złoża Roshan-1 zostaną podjęte prace sejsmiczne 2D i 3D. Na obszarze złoża Roshan-1 planowane są badania sejsmiczne 2D i 3D, na dwóch kolejnych perspektywicznych strukturach W1 i W2. Rozwiercanie tych struktur jest planowane na lata 2020 i 2021, po zakończeniu prac sejsmicznych.

5.2. Segment Obrót i magazynowanie

Podstawową działalność segmentu stanowi obrót gazem ziemnym. Segment sprzedaje w Polsce gaz wydobywany ze złóż krajowych i gaz importowany, a GK PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Poprzez spółki PGNiG Supply and Trading GmbH (sprzedaż hurtowa) i PST Europe Sales GmbH (sprzedaż detaliczna), GK PGNiG rozwija swoją działalność w Niemczech i Austrii w obszarach sprzedaży hurtowej i sprzedaży dla klientów końcowych. Ponadto segment prowadzi działalność handlową na rynkach energii elektrycznej, świadectw pochodzenia energii oraz uprawnień do emisji CO₂. Segment wykorzystuje siedem podziemnych magazynów gazu, które zlokalizowane są w Brzeźnicy, Husowie, Mogilnie, Strachocinie, Swarzowie, Wierzchowicach i Kosakowie oraz świadczy usługę biletową w zakresie magazynowania gazu na rzecz klientów zewnętrznych.

5.2.1. Strategia w segmencie

W segmencie Obrót i magazynowanie Grupa PGNiG realizuje strategię obejmującą trzy główne obszary: obrót hurtowy, obrót detaliczny oraz magazynowanie.

W obszarze obrotu hurtowego kluczową aspiracją pozostaje zdywersyfikowany portfel dostaw gazu ziemnego po 2022 r. oraz zwiększenie łącznego wolumenu sprzedaży gazu o 7% do 2022 r., co jest realizowane poprzez:

- aktywne zainteresowanie i udział w inicjatywach infrastrukturalnych w celu dywersyfikacji portfela dostaw w obliczu kończącego się w 2022 r. kontraktu na dostawy gazu z kierunku wschodniego;
- zwiększenie wykorzystania mocy terminala LNG w Świnoujściu oraz rozwijanie handlu gazem LNG na rynkach światowych poprzez biuro handlowe w Londynie;
- istotne zwiększenie łącznego wolumenu sprzedaży gazu za granicą (w szczególności na rynkach ościennych) oraz maksymalizowanie wolumenu sprzedaży do strategicznych odbiorców końcowych w Polsce.

W obszarze obrotu detalicznego głównym celem jest maksymalizacja marży w obrocie detalicznym oraz utrzymanie łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego na rynku detalicznym na poziomie ok 67-69 TWh rocznie po 2022 r., co jest realizowane poprzez:

- maksymalizację wolumenu sprzedaży detalicznej przy zachowaniu atrakcyjnej marży i optymalizowaniu kosztów działalności obrotu detalicznego;
- dostosowanie polityki cenowej do oczekiwań rynkowych i warunków konkurencyjnych;
- rozszerzenie oferty o nowe produkty i usługi ukierunkowanej na zwiększenie wartości dodanej dla klienta oraz poprawy satysfakcji i przywiązania dotychczasowych klientów do Grupy;

W obszarze magazynowania fundamentalną kwestią pozostaje zabezpieczenie pojemności magazynowych dostosowanych do popytu oraz wzrost efektywności obszaru magazynowania, osiągną w wyniku:

- kontynuowania rozbudowy KPMG Kosakowo i wdrożenia modelu długoterminowego planowania infrastruktury magazynowej opartego na popycie rynkowym;
- uporządkowania modelu organizacyjnego obszaru magazynowania i optymalizowania kosztów operacyjnych działalności regulowanej;
- budowania nowych źródeł przychodów z działalności nieregulowanej.

5.2.2. Segment w liczbach

Wybrane dane finansowe segmentu	I pół. 2018 r.	I pół. 2017 r.	I pół. 2017* r.	2017	2016	2015	2014
Przychody ze sprzedaży ogółem	15 770	15 819	13 709	30 495	28 180	31 742	28 825
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG, w tym:	15 528	15 630	13 520	30 000	27 733	31 274	28 367
- gazu wysokometanowego i zaazotowanego	14 357	14 681	12 574	27 813	25 615	29 413	26 555
Przychody ze sprzedaży między segmentami	242	189	189	3 956	454	468	458
EBITDA	(29)	89	89	(435)	614	623	764

*Dane z uwzględnieniem potencjalnego wpływu MSSF 15.

Sprzedaż gazu ziemnego w segmencie OiM, poza GK PGNiG (w tym eksport gazu z Polski) mln m ³	I pół. 2018 r.	I pół. 2017 r.	2017	2016	2015	2014
Gaz wysokometanowy (E)	14 534	13 373	25 261	22 818	21 596	17 289
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	383	396	701	671	611	514
RAZEM (przeliczony na E)	14 917	13 769	25 962	23 489	22 207	17 803
w tym:						
PGNiG	8 825	8 349	16 159	13 734	12 415	12 834
PGNiG OD	4 378	4 289	7 617	7 245	7 753	3 209
PST	1 714	1 131	2 186	2 510	2 039	1 760

Struktura odbiorców gazu ziemnego spółek GK PGNiG w segmencie OiM mln m ³	I pół. 2018 r.	I pół. 2017 r.	2017	2016
Odbiorcy domowi	2 349	2 356	4 065	3 912
Pozostali odbiorcy przemysłowi	1 570	1 549	1 764	1 450
Handel, usługi, hurt	1 888	1 716	1 981	1 798
Zakłady azotowe	1 253	1 258	900	607
Elektrownie i ciepłownie	954	611	2 795	1 337
Rafinerie i petrochemia	1 133	819	3 028	2 492
Giełda	5 549	5 169	8 515	9 140
Eksport z Polski	221	291	728	370
RAZEM sprzedaż w segmencie OiM poza GK PGNiG	14 917	13 769	23 776	21 106

5.2.3. Działalność handlowa segmentu w Polsce

Podstawową działalność segmentu stanowi obrót gazem ziemnym w Polsce. Segment sprzedaje w Polsce gaz wydobywany ze złóż krajowych i gaz importowany, a GK PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na rynku krajowym. W dniu 1 sierpnia 2014 r. nastąpiła zmiana organizacyjna GK PGNiG, polegająca na rozdzieleniu sprzedaży hurtowej gazu, która pozostała w PGNiG, od detalicznej i jednoczesnym przeniesieniu handlowej obsługi klienta detalicznego do spółki PGNiG OD.

Sprzedaż gazu ziemnego w segmencie OiM w Polsce poza GK PGNiG (w tym eksport gazu z Polski) mln m ³	I pół. 2018 r.	I pół. 2017 r.	2017	2016	2015	2014
Gaz wysokometanowy (E)	12 820	12 242	23 075	20 435	19 557	15 543
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	383	396	701	671	611	514
RAZEM (przeliczony na E)	13 203	12 638	23 776	21 106	20 168	16 057
w tym:						
PGNiG	8 825	8 349	16 159	13 734	12 415	12 834
PGNiG OD	4 378	4 289	7 617	7 245	7 481	3 209
PST	-	-	-	127	272	14

Rynek Hurtowy

Import gazu

W I półroczu 2018 r. import gazu do Polski przez PGNiG wyniósł 79,6 TWh, czyli o 7,7 TWh więcej niż w analogicznym okresie w 2017 r. Dostawy z kierunku wschodniego wzrosły o 7% r/r, natomiast o 24% r/r zmniejszone zostały dostawy z Unii Europejskiej. Przepływ gazu na Ukrainę spadł o 24% r/r. Wolumen dostaw LNG wzrósł o 53% w porównaniu do analogicznego okresu w 2017 r.

Przepływy gazu na granicach Polski w TWh

Punkt wejścia/wyjścia (w TWh)	I pół. 2018 r.	I pół. 2017 r.	Δ r/r
Dostawy z UE	3,87	5,09	-24%
w tym Lasów, Gubin (GCP)	0,04	0,66	-94%
w tym Cieszyń	2,11	0	
w tym Mallnow	1,71	4,44	-61%
Dostawy ze Wschodu	61,26	57,35	7%
w tym Drozdowicze	24,66	25,08	-2%
w tym Tietierowka	0,50	0,49	2%
w tym Kondratki	16,23	14,83	9%
w tym Wysokoje	19,87	16,95	17%
Regazyfikacja LNG	14,49	9,46	53%
Eksport na Ukrainę (głównie Hermanowice)	2,42	3,20	-24%
Łączny przepływ	82,04	75,10	9%

Źródło: GAZ-SYSTEM.

W I półroczu 2018 r. PGNiG kupowało gaz ziemny głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów długoterminowych:

- kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 r. z OOO Gazprom Eksport, obowiązującego do 2022 r. (tzw. Kontrakt jamalski),
- umowy Sprzedaży Skroplonego Gazu Ziemnego z dnia 29 czerwca 2009 r. z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3), obowiązującej do 2034 r. (tzw. Kontrakt katarski).

Dostawy realizowane były również w ramach średnio- i krótkoterminowych umów na dostawy sieciowe oraz LNG.

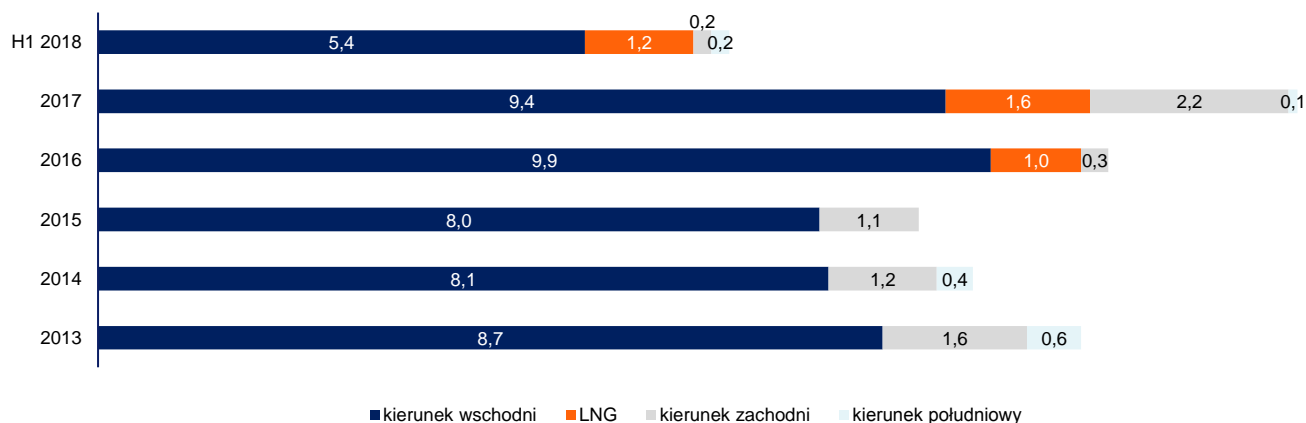
Dostawy i zakup gazu LNG

PGNiG odebrało w I półroczu 2018 r. jedenaście ładunków LNG o łącznym wolumenie ok. 2,2 mln m³ LNG (ok. 14,5 TWh). Oznacza to wzrost o 53% wobec dostaw w I półroczu 2017 r. W następstwie podpisania w dniu 14 marca 2017 r. umowy dodatkowej z Qatar Liquefied Gas Company Limited, od 2018 r. zwiększono wolumen dostaw LNG z Kataru do terminalu w Świnoujściu. Spółka w dalszym ciągu realizuje zakupy *spotowe* LNG za pośrednictwem otwartego w lutym 2017 r. biura handlowego w Londynie. W maju 2018 r. miała miejsce pierwsza dostawa *spot* w 2018 r. Statek *Arctic Princess* dostarczył do Polski około 140 tys. m³ LNG, co odpowiada ponad 80 mln m³ gazu po regazyfikacji.

W związku z realizacją 5-letniego kontraktu, zawartego za pośrednictwem londyńskiego biura z firmą Centrica LNG Company Limited w listopadzie 2017 r., w czerwcu 2018 r. do terminalu w Świnoujściu dotarł *Arctic Voyager*, dostarczając blisko 140 tys. m³ LNG.

W omawianym okresie PGNiG podjęło dalsze istotne kroki w celu dywersyfikacji kierunków pozyskiwania gazu oraz budowy portfela *tradingowego* LNG. W dniu 26 czerwca 2018 r. podpisane zostały porozumienia z firmami Port Arthur LNG oraz Venture Global LNG. Obie spółki realizują projekty budowy terminali skraplających gazu ziemnego na wybrzeżu Zat. Meksykańskiej w USA. Oddanie tych terminali do użytku planowane jest na lata 2022 i 2023. Obecnie Spółka jest w trakcie realizacji szczegółowych analiz prawnych oraz technicznych projektów i jednocześnie prowadzi rozmowy dotyczące warunków wiążących umów zakupu LNG, na mocy których PGNiG planuje odbierać od każdego z amerykańskich partnerów po 2 mln ton LNG rocznie, co po regazyfikacji daje łącznie około 5,5 mld m³ gazu ziemnego. Podpisane porozumienia dotyczą zakupu LNG na bazie FOB (*free-on-board*) co oznacza, że nabywca odpowiedzialny jest za ładunek i transport od momentu jego zakupu w porcie załadunku. Taka formuła zakupowa daje PGNiG nabywcy elastyczność i możliwości handlu ładunkami LNG w skali globalnej.

Dostawy gazu ziemnego do Polski z zagranicy w latach 2013-2017 i I połowie 2018 r. w mld m³ PN (polskiej normy)



Źródło: Opracowanie własne.

Renegocjacja warunków cenowych w ramach Kontraktu z OOO Gazprom Eksport

W I półroczu 2018 r. PGNiG kontynuowało rozpoczęte formalnie 1 listopada 2014 r. działania mające na celu zmianę warunków cenowych Kontraktu jamalskiego. W dniu 29 czerwca 2018 r. Trybunał Arbitrażowy wydał wyrok częściowy w postępowaniu arbitrażowym z powództwa PGNiG przeciwko PAO Gazprom i OOO Gazprom Eksport. Na mocy wyroku częściowego Trybunał Arbitrażowy *ad hoc*:

- ustalili, że w listopadzie 2014 r. PGNiG złożyło ważny i skuteczny wniosek o renegocjację ceny kontraktowej;
- ustalili, że spełniona została przesłanka opisana w Kontrakcie jamalskim, uprawniająca PGNiG do żądania obniżenia ceny kontraktowej za gaz dostarczany przez Gazprom na podstawie Kontraktu jamalskiego, potwierdzając tym samym, że co do zasady roszczenie PGNiG o ustalenie nowej, niższej ceny kontraktowej jest zasadne;
- ustalili, wbrew twierdzeniom Gazpromu, że ma prawo zmienić cenę kontraktową w granicach żądania pozwu, jednocześnie uznając, że pierwotne żądanie Spółki w zakresie nowej formuły cenowej jest zbyt daleko idące, przy czym jednocześnie Trybunał Arbitrażowy *ad hoc* orzekł, że kwestia ustalenia nowej ceny kontraktowej będzie rozstrzygnięta w dalszym etapie postępowania.

Zgodnie z zapisami Kontraktu jamalskiego, nowa cena kontraktowa ustalona przez Trybunał Arbitrażowy *ad hoc* powinna obowiązywać z mocą wsteczną od dnia 1 listopada 2014 r., tj. od daty złożenia przez PGNiG wniosku o renegocjację ceny kontraktowej. Wydanie przez Trybunał Arbitrażowy *ad hoc* wyroku częściowego nie wyklucza możliwości osiągnięcia przez strony Kontraktu jamalskiego porozumienia w zakresie zmiany warunków cenowych.

W dniu 1 listopada 2017 r. PGNiG wystąpiło do PAO Gazprom/OOO Gazprom Eksport z kolejnym wnioskiem o renegocjację warunków cenowych dostaw. Strona rosyjska z dniem 7 grudnia 2017 r. przedłożyła do PGNiG swój wniosek w tej kwestii. W ocenie Spółki wniosek o renegocjację PAO Gazprom/OOO Gazprom Eksport nie był zasadny oraz nie spełniał wymogów formalnych określonych w Kontrakcie jamalskim, w rezultacie był bezskuteczny. Do chwili obecnej strony nie osiągnęły porozumienia w sprawie warunków dostaw.

Sprzedaż gazu

Klienci nabywają od PGNiG paliwo gazowe po cenach rynkowych, zgodnie z formułami oraz mechanizmami wynikającymi z zawartych umów. Oferowane formuły cenowe odnoszą się do indeksów giełdowych. PGNiG oferuje również możliwość rozliczenia dostarczanego gazu po cenie stałej, określonej na podstawie zapisów kontraktu. W Spółce stosowane jest indywidualne podejście do klientów, co znajduje przełożenie na wyceny, sporządzane przy zastosowaniu obiektywnej metody, zapewniającej równoprawne traktowanie klientów. Głównymi odbiorcami gazu ziemnego w Polsce byli odbiorcy przemysłowi. W tej grupie do największych odbiorców gazu ziemnego w Polsce należą m. in.: Grupa Azoty wraz z jednostkami zależnymi, PKN Orlen S.A. wraz z jednostkami zależnymi, Grupa Lotos, Polska Grupa Energetyczna, Arcelor Mittal Poland S.A. oraz KGHM Polska Miedź S.A.

W I półroczu 2018 r. sprzedano blisko 14 tys. ton LNG małej skali (774 autocysterny). Aktualny stan kontraktacji na 2018 r., wynikający z zawartych porozumień do umów ramowych sprzedaży, to blisko 27 tys. ton LNG. Na początku roku rozpoczęła się przebudowa infrastruktury przeładunkowej na izokontenery i autocysterny w celu intensyfikacji sprzedaży. LNG dostarczane było do odbiorców końcowych w Polsce, Czechach, Niemczech i Austrii.

Sprzedaż ropy

W obszarze handlu ropą naftową PGNiG w 2018 r. kontynuuje swoją dotychczasową politykę sprzedażową współpracując z największymi podmiotami sektora paliwowego w Polsce i za granicą. Kolejowe dostawy ropy naftowej są realizowane do Grupy LOTOS S.A. – Rafineria w Gdańsku oraz do spółki Orlen Południe Zakład Trzebinia (Grupa Orlen). Transportem samochodowym PGNiG dostarczało surowiec do Orlen Południe Zakład Jedlicze. W 2018 r. dostawy ropy są realizowane również transportem rurociągowym do firmy TOTS TOTAL Oil Trading S.A. przy wykorzystaniu ropociągu PERN.

Konkurencja

Dostawy gazu ziemnego do odbiorców w segmencie hurtowym były realizowane przez podmioty działające na rynku polskim na podstawie samodzielnych zakupów paliwa gazowego dokonywanych z TGE oraz od dostawców zagranicznych, w punktach wejścia do krajowego systemu przesyłowego zlokalizowanych na granicy RP. Do głównych konkurentów PGNiG działających bezpośrednio na rynku polskim należą: PKN Orlen S.A., Hermes Energy Group S.A., DUON Dystrybucja Sp. z o.o. (Fortum Holdings), Tauron Polska Energia S.A., innogy Polska S.A., Alpiq Energy SE oraz PGE S.A.

Eksport gazu

PGNiG realizuje eksport paliwa gazowego na Ukrainę od sierpnia 2016 r. W pierwszej połowie 2018 r. w ramach współpracy z Grupą ERU oraz NAK Naftogaz Ukrainy, Spółka sprzedała na rynek ukraiński ponad 210 mln m³ PN (polskiej normy) gazu ziemnego. Ponadto, PGNiG zapewnił w trybie pilnym interwencyjne dostawy paliwa gazowego w marcu br. do NAK Naftogaz Ukrainy, po tym jak Gazprom odmówił rozpoczęcia dostaw na Ukrainę. PGNiG analizuje również możliwości zwiększenia aktywności w zakresie handlu gazem na rynkach Europy Zachodniej, a także w Europie Środkowo-Wschodniej, w szczególności w państwach sąsiadujących z Polską.

Sprzedaż energii elektrycznej

PGNiG w zakresie działalności na rynku energii elektrycznej zajmuje się głównie obrotem hurtowym, łączna sprzedaż energii elektrycznej do przedsiębiorstw obrotu i na giełdzie stanowiła w I połowie 2018 r. ponad 90% całości sprzedaży.

Sprzedaż energii elektrycznej PGNiG	GWh	%
Odbiorcy końcowi	0,1	0,0
Przedsiębiorstwa obrotu	959,2	28,0
Rynek bilansujący	289,8	8,5
Giełda	2 169,7	63,5
RAZEM	3 418,8	100,0

W I półroczu 2018 r. PGNiG prowadziło obrót hurtowy energią elektryczną i produktami powiązаныmi na rynku polskim i niemieckim. W Polsce obrót realizowany był na TGE oraz na rynku pozagiełdowym w ramach transakcji OTC. Na rynku niemieckim PGNiG uczestniczyło w handlu kontraktami *spot* na giełdzie EPEX SPOT SE (the European Power Exchange) w ramach wymiany międzysystemowej. Ponadto PGNiG realizowało usługi w ramach umów bilansowania handlowego na rzecz PGNiG OD, PGNiG TERMIKA oraz spółek z GK PGNiG TERMIKA tj. Energetyka Przemysłowa i Energetyka Rozproszona.

Rynek Detaliczny

PGNiG OD specjalizuje się w sprzedaży gazu ziemnego (wysokometanowego i zaazotowanego), energii elektrycznej, sprężonego gazu ziemnego (CNG) oraz skroplonego gazu ziemnego (LNG) do klientów detalicznych.

Zakup gazu

Zakup gazu ziemnego wysokometanowego realizowany jest z trzech podstawowych źródeł: TGE, na mocy umowy zawartej z PGNiG z dostawą do punktu wirtualnego w sieci przesyłowej GAZ-SYSTEM oraz na mocy umowy zawartej z PGNiG z dostawą do punktu fizycznego Słubice. Największy udział w całkowitym wolumenie zakupu gazu wysokometanowego przypada na transakcje przeprowadzane na TGE. Zakup gazu zaazotowanego i gazu skroplonego LNG realizowany jest na mocy umowy zawartej z PGNiG.

Sprzedaż gazu

W I połowie 2018 r. PGNiG OD kontynuowało strategię mającą na celu przyrost portfela paliwa gazowego oraz efektywniejsze zarządzanie marżą. Sprzedaż gazu w obrocie detalicznym w I półroczu 2018 r. w segmencie klientów biznesowych, którzy pobierają paliwo gazowe zarówno na cele technologiczne jak i cele grzewcze. Na koniec czerwca 2018 r. wolumen sprzedaży do wszystkich odbiorców końcowych wyniósł 45,9 TWh, z czego gaz wysokometanowy stanowił 42,9 TWh. W segmencie klientów indywidualnych w okresie od stycznia do maja 2018 r. pozyskano blisko 31 tys. nowych odbiorców produktu gazu ziemnego z grup taryfowych 1-4.

Polityka handlowa

W ramach Strategii, spółka aktywnie monitoruje rynek detaliczny i rozwija ofertę sprzedaży gazu ziemnego, uwzględniając oczekiwania w obszarze konkurencyjnych warunków zakupu gazu, elastyczności i bezpieczeństwa realizacji dostaw. PGNiG OD w I półroczu 2018 r. uruchomiło szereg akcji promocyjnych, które przyczyniły się do wzrostu zainteresowania ofertą oraz wartości dodatniej dla klienta, m.in.:

- „Dofinansowanie nawet do 3000 zł” – akcja promocyjna polegająca na dofinansowaniu konsumentów, którzy planują zmienić system ogrzewania z paliwa stałego na paliwo gazowe;
- „Przełącz się na Gaz” – akcja prowadzona we współpracy z jednostkami samorządu terytorialnego, wspierająca aktywną walkę ze smogiem poprzez zapewnienie mieszkańcom łatwiejszego dostępu do ekologicznego paliwa gazowego;
- „Gazek – Opiekun Domu” – rozszerzenie oferty o produkt ubezpieczeniowy, w ramach którego istnieje możliwość ubezpieczenia domowych instalacji i sprzętu RTV/AGD oraz ubezpieczenia *assistance*;
- „Stale niska cena II edycja” – powrót oferty skierowanej do odbiorców o profilu biznesowym, która zabezpiecza przed wahaniami cen gazu.

Sprzedaż LNG

Spółka realizuje dostawy do wyspowych instalacji regazyfikacji LNG oraz do kilku klientów komercyjnych. W czerwcu 2018 r. podpisano list intencyjny pomiędzy PGNiG OD, Gas-Trading S.A., a Zarządem Morskiego Portu Gdynia S.A. w sprawie wykorzystania paliwa LNG do celów żeglugowych. Projekt obejmuje między innymi wykorzystanie paliwa LNG w celu stworzenia mobilnego punktu bunkrowania metodą „Truck to Ship”, bunkrowania metodą „Ship to Ship” oraz opracowanie i wdrożenie instrukcji technologicznej bunkrowania statków paliwem LNG i będzie realizowany w ramach programu Narodowego Centrum Badań i Rozwoju – INNOSHIP.

Sprzedaż CNG

Głównymi odbiorcami gazu CNG są zakłady komunikacji miejskiej (około 70% odbioru), które rozwinęły swój tabor autobusów zasilanych CNG. Pozostali klienci to rynek pojazdów użytkowych (około 15% odbioru) i klienci indywidualni (około 15% odbioru).

Sprzedaż energii elektrycznej

Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorcy końcowego w I półroczu 2018 r. wyniosła 204 TWh. Według stanu na koniec czerwca 2018 r. w segmencie klientów indywidualnych PGNiG OD obsługiwało w ramach Pakietu „Prąd i Gaz” 89% konsumentów oraz 11% klientów niebędących konsumentami. Według danych URE w okresie I-VI 2018 r. w Polsce ok. 39,9 tys. odbiorców zmieniło dostawcę energii elektrycznej, z czego 31,2 tys. to odbiorcy rozliczani w grupach taryfowych G (gospodarstwa domowe).

Konkurencja

Według szacunków PGNiG OD, w I półroczu 2018 r. na rynku działało ponad 40 firm aktywnie konkurujących o klientów indywidualnych i biznesowych w zakresie sprzedaży paliwa gazowego. W segmencie klientów indywidualnych wśród najbardziej aktywnych przedsiębiorstw konkurencyjnych można wyróżnić 3 przedsiębiorstwa. W zakresie klientów biznesowych w I półroczu 2018 r. zidentyfikowano 10 najbardziej aktywnych przedsiębiorstw konkurencyjnych. Na rynku LNG wśród najbardziej aktywnych konkurentów działa 5 przedsiębiorstw. Na koniec 2017 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadało 200 podmiotów wobec 196 na koniec 2016 r. Natomiast 108 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym.

5.2.4. Działalność handlowa segmentu za granicą

GK PGNiG rozwija swoją działalność w Niemczech i Austrii w obszarach sprzedaży hurtowej i sprzedaży dla klientów końcowych, poprzez spółki PGNiG Supply and Trading GmbH (sprzedaż hurtowa) i PST Europe Sales GmbH (sprzedaż detaliczna).

Sprzedaż zagraniczne gazu ziemnego w segmencie OIM, poza GK PGNiG (z wyłączeniem eksportu gazu z Polski) mln m³	I pół. 2018 r.	I pół. 2017 r.	2017	2016	2015	2014
Gaz wysokometanowy (E)	1 714	1 131	2 186	2 384	2 039	1 745
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	-	-	-	-	-	-
RAZEM (przeliczony na E), w tym:	1 714	1 131	2 186	2 384	2 039	1 745
PST	1 714	1 131	2 186	2 384	2 039	1 745

Struktura odbiorców zagranicznych

Struktura odbiorców gazu ziemnego PST mln m ³	I pół. 2018 r.	I pół. 2017 r.	2017	2016
Odbiorcy domowi	23	30	48	51
Pozostali odbiorcy przemysłowi	15	15	35	57
Handel, usługi, hurt	1 009	690	1 303	1 460
Giełda	668	396	800	816
RAZEM sprzedaż poza GK PGNiG	1 714	1 131	2 186	2 384

Handel Hurtowy na giełdzie oraz w obrocie pozagiełdowym OTC (*Trading*)

W I połowie 2018 r. PST sprzedało 22,6 TWh gazu oraz 3,3 TWh energii elektrycznej - w ramach transakcji giełdowych 51% wolumenu. Udział sprzedaży na rynku holenderskim i polskim wyniósł odpowiednio 33% i 16%. W I połowie 2018 r. zostały zrealizowane przez biuro handlowe w Londynie dwie dostawy na rynku *spot* z terminala w Hammerfest w Norwegii. W maju zrealizowano dostawę LNG od Endesa SA, a w czerwcu ładunek LNG dotarł do Terminala LNG w Świnoujściu w ramach kontraktu ze spółką Centrica.

Sprzedaż detaliczna

Liczba klientów końcowych wzrosła o 6% do prawie 47 tys. klientów na dzień 30 czerwca 2018 r. w stosunku do 44,5 tys. klientów na koniec 2017 r. W pierwszej połowie 2018 r. PST podpisało ponad 11 tys. nowych umów, z których na blisko 44% zostało potwierdzonych do przyłączenia w ramach portfela klientów PST z fizyczną dostawą energii począwszy od 2018 r. oraz lat kolejnych. W ramach strategii PST analizuje możliwości zwiększenia aktywności GK PGNiG w zakresie handlu gazem na rynkach Europy Zachodniej, a także w Europie Środkowo-Wschodniej, w szczególności w państwach sąsiadujących z Polską.

Struktura odbiorców PST (łącznie gaz i energia elektryczna)

Liczba odbiorców wg krajów	30 czerwca 2018 r.	31 grudnia 2017 r.	31 grudnia 2016 r.	31 grudnia 2015 r.
Niemcy	46 707	44 168	31 432	39 960
Austria	264	303	580	763
RAZEM	46 971	44 471	32 012	40 723

Liczba odbiorców wg rodzaju klientów	30 czerwca 2018 r.	31 grudnia 2017 r.	31 grudnia 2016 r.	31 grudnia 2015 r.
Gospodarstwa domowe	43 682	41 698	28 572	34 256
B2B	17	13	10	23
MŚP	3 272	2 760	3 430	6 444
RAZEM	46 971	44 471	32 012	40 723

5.2.5. Magazynowanie

Segment Obrót i Magazynowanie wykorzystuje na swoje potrzeby pojemności czynne PMG Wierzchowice, PMG Husów, KPMG Mogilno, PMG Strachocina, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica oraz KPMG Kosakowo. Część pojemności czynnej KPMG Mogilno, która została udostępniona na potrzeby GAZ-SYSTEM w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne, wyłączona jest z definicji instalacji magazynowej. Zarządzanie zdolnościami instalacji magazynowych prowadzone jest przez spółkę Gas Storage Poland, działającą w dwóch podstawowych obszarach:

- działalności regulowanej – obszar obejmujący świadczenie usług magazynowania paliwa gazowego w instalacjach magazynowych stanowiących własność PGNiG, a także obsługę eksploatacyjną KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo,
- działalności nieregulowanej – obszar obejmujący świadczenie usług w zakresie projektowania, budowy i rozbudowy PMG.

GSP świadczy usługi magazynowania zgodnie z zawartą Umową powierzającą w oparciu o podziemne magazyny gazu wysokometanowego, których właścicielem jest PGNiG. Dla zapewnienia przestrzegania zasad równoprawnego traktowania zamawiających usługi magazynowania, umowy świadczenia usług magazynowych zawierane są w oparciu o opracowany przez GSP Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania oraz Taryfę w zakresie magazynowania paliwa gazowego. GSP świadczy usługi magazynowania z wykorzystaniem Instalacji Magazynowej (IM) i Grup Instalacji Magazynowych (GIM):

- GIM Kawerna (obejmuje utworzone w kawernach solnych KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo),
- GIM Sanok (obejmuje utworzone w częściowo wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów i PMG Brzeźnica),
- IM (obejmuje PMG Wierzchowice).

W I półroczu 2018 r. kontynuowano proces budowy (ługowania) komór K-6, K-8 i K-9 KPMG Kosakowo. W KPMG Mogilno zakończono zadanie inwestycyjne dotyczące modernizacji budynku sterowni.

Średni dzienny pobór gazu z polskich magazynów w I kwartale 2018 r. wyniósł 156 GWh/dobę, prawie dokładnie tyle, co w roku poprzednim. W II kwartale 2018 r. średni pobór był równy 0,5 TWh i był o 16,8 TWh mniejszy od średniego poboru w analogicznym okresie 2017 r. Na dzień 30 czerwca 2018 r. GK PGNiG posiadała łącznie 2 985,35 mln m³ pojemności czynnych podziemnych magazynów gazu wysokometanowego grupy E.

Udostępnione pojemności magazynowe

Na dzień 30 czerwca 2018 r. GSP udostępniła na rynek na zasadach TPA oraz na potrzeby operatora systemu przesyłowego gazowego łącznie 2 942,85 mln m³ pojemności czynnych w ramach usług długoterminowych. Natomiast w GIM Kawerna udostępniono 37,19 mln m³ pojemności czynnej w ramach usług krótkoterminowych na warunkach przerywanych. Ponadto, Spółka przeznaczyła 5,23 mln m³ pojemności czynnej na potrzeby zużycia własnego instalacji technologicznej KPMG Mogilno i Kosakowo.

Pojemności czynne i udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych

	Pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³)		Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³)		Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (GWh)*	
	30 czerwca 2018 r.	31 grudnia 2017 r.	30 czerwca 2018 r.	31 grudnia 2017 r.	30 czerwca 2018 r.	2017 r.
GIM Kawerna	735	735	730	730	13 166	13 166
IM Wierzchowice	1 200	1 200	1 200	1 200	8 011	8 011
GIM Sanok	1 050	1 050	1 050	1 050	11 520	11 520
Razem	2 985	2 985	2 980	2 980	32 697	32 697

*Przeliczenie dla paliwa gazowego o ciepłe spalania 39,5 MJ/m³.

Usługa biletowa

W odpowiedzi na oczekiwania rynkowe, na początku lutego 2017 r. PGNiG wprowadziło do swojej oferty usługę biletową, która umożliwia importującym gaz ziemny do Polski lub dokonującym obrotu z zagranicą wywiązanie się z ustawowego obowiązku utrzymywania zapasu obowiązkowego. W I półroczu 2018 r. PGNiG kontynuowało świadczenie usługi biletowej na rzecz 11 przedsiębiorców, z którymi zawarła umowy w 2017 r. Łączny wolumen zapasów gazu utrzymywanych przez PGNiG dla innych podmiotów to blisko 370 GWh (ok. 33 mln m³). PGNiG planuje kontynuować świadczenie usługi na kolejny rok gazowy 2018/2019.

Usługa biletowa świadczona przez PGNiG jest alternatywną formą realizacji obowiązku utrzymywania zapasu obowiązkowego w stosunku do zakupu usługi we własnym zakresie w GSP lub utrzymywania zapasu poza granicami kraju.

5.2.6. Perspektywy segmentu

Strategia importowa

W najbliższych latach PGNiG realizować będzie warunki długoterminowych kontraktów z Gazprom Eksport i Qatargas w zakresie odbioru minimalnych ilości kontraktowych. W przypadku wystąpienia nieprzewidzianego wzrostu zapotrzebowania na paliwo gazowe PGNiG będzie dokonywać zakupów gazu ziemnego w ramach umów krótkoterminowych na rynkach ościennych lub na rynku LNG, w zależności, który z rynków będzie korzystniejszy cenowo. Ponadto PGNiG realizuje strategię aktywnego uczestnictwa na międzynarodowym rynku LNG, zawierając transakcje *spotowe* w celu dostaw do terminala w Świnoujściu, a także prowadząc obrót LNG na rynku światowym.

W perspektywie długoterminowej, mając na uwadze zbliżający się termin wygaśnięcia Kontraktu jamalskiego w 2022 r. oraz perspektywę zwiększenia mocy importowych gazu, przed PGNiG otwierają się nowe możliwości budowy portfela dostaw. Dla realnej dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego kluczowe jest m.in. dalsze wykorzystanie gazoportu w Świnoujściu oraz budowa Korytarza Norweskiego. W II półroczu 2018 r. kontynuowane zatem będą działania zmierzające do realizacji projektu Baltic Pipe, jak również działania handlowe zmierzające do zawarcia korzystnych umów z producentami i dostawcami gazu z kierunku północnego.

W II półroczu 2018 r. Spółka będzie odbierała dostawy LNG zaplanowane w ramach rocznego programu dostaw. Możliwe są także dostawy *spotowe* do terminala w Świnoujściu w przypadku wystąpienia dodatkowego zapotrzebowania. Kontynuowane będą działania związane z rozwojem kompetencji oraz wzmocnieniem swojej obecności na światowym rynku LNG, w tym dalsze badanie możliwości kontraktacji LNG z nowych kierunków (Ameryka Północna, Afryka), możliwości optymalizacji dostaw, jak również pozyskanie nowych kompetencji w obszarze transportu morskiego LNG.

Obrót detaliczny w Polsce

W II połowie 2018 r. przewiduje się realizację inicjatyw strategicznych służących podnoszeniu efektywności działania, poprawie jakości obsługi klienta oraz dalszej optymalizacji procesów i narzędzi nakierowanych na obniżenie kosztów operacyjnych.

W II półroczu 2018 r. PGNiG OD planuje dalszy rozwój oferty produktowej oraz wzrost satysfakcji klientów przez ciągle poprawianie i usprawnianie obsługi klientów, utrzymanie długookresowej relacji z klientem, budowanie nowych, a także rozwój istniejących kanałów dotarcia do klienta. Ważnym elementem pozostaje poszukiwanie opcji rozwoju oferty uzupełniającej dla energii elektrycznej i gazu ziemnego we współpracy z szerokim gronem partnerów zewnętrznych, oferujących rozwiązania komplementarne względem działalności podstawowej PGNiG OD. Ponadto z uwagi na rosnącą konkurencję PGNiG OD planuje kontynuację działań mających na celu zabezpieczenie wolumenów sprzedaży gazu ziemnego przez oferowanie klientom specjalnych programów rabatowych i ofert indywidualnych. Działania sprzedażowe w obszarze klientów biznesowych będą koncentrować się w pierwszej kolejności na kontraktacji klientów paliwa gazowego na 2019 r.

W obszarze CNG i LNG można spodziewać się zwiększenia kontraktów handlowych, które docelowo zwiększą poziom sprzedawanego wolumenu, a także działania mające na celu promowanie i rozwój infrastruktury regazyfikacyjnej.

W obszarze zakupu energii elektrycznej PGNiG OD podjęła czynności zmierzające do uelastycznienia źródeł pozyskania aktywów poprzez zwiększenie udziału kontraktach na rynku OTC.

Działalność zagraniczna

W najbliższych latach PST planuje kontynuować stabilną akwizycję klientów poprzez tradycyjne kanały sprzedaży, takie jak telesprzedaż oraz sprzedaż *door-to-door*. Stabilna akwizycja klientów będzie bazowała na kooperacji z obecnymi partnerami handlowymi oraz współpracy z nowymi partnerami. Spółka będzie rozwijać ekskluzywne kanały sprzedaży w celu dalszej poprawy jakości portfela i zrównoważonego rozwoju.

W ramach działalności handlowej, oprócz obrotu pozagiełdowego OTC i giełdowego, PST zamierza rozwijać biznes oparty na współpracy z przedsiębiorstwami komunalnymi oraz spółkami sprzedającymi gaz i energię elektryczną do odbiorców końcowych, oferując standardowe i strukturyzowane produkty handlowe oraz pozostałe usługi związane z działalnością handlową (np. usługi bilansujące). Ponadto, w obszarze zainteresowania pozostaje rynek holenderski jako rynek atrakcyjny w celu dalszego zabezpieczania cen. PST planuje wykorzystać terminal LNG w Świnoujściu jako pewne źródło dostawy LNG w rozwoju rozwiązania *small scale LNG*, czyli zastosowanie LNG jako paliwa dla samochodów ciężarowych na rynku niemieckim.

Magazynowanie

W zakresie działalności nieregulowanej, kontynuowane będą prace związane z budową 5 komór klastra B w KPMG Kosakowo. Przewidziana jest realizacja prac montażowych i podłączeniowych części gazowej, zagospodarowania terenów, przeprowadzenie testów szczelności wylugowanych kawern, prowadzenie procesów pierwszego napełniania komór. Pozwoli to na terminową realizację przedsięwzięcia. Zgodnie z umową, zakończenie wszystkich prac związanych z budową komór klastra B planowane jest na 2021 r.

W zakresie działalności regulowanej związanej ze świadczeniem usług magazynowania w II półroczu 2018 r. prowadzona będzie procedura związana z oceną oczekiwań rynku w zakresie wdrożenia nowych produktów i usług (w szczególności przeprowadzone zostanie badanie rynkowe zapotrzebowania na usługi magazynowania paliwa gazowego).

5.3. Segment Dystrybucja

Podstawową działalność segmentu stanowi przesyłanie 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.

5.3.1. Segment w liczbach

Wybrane dane finansowe segmentu	I pół. 2018 r.	I pół. 2017 r.	I pół. 2017* r.	2017	2016	2015	2014
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:	2 687	2 610	2 610	4 937	4 915	4 585	4 283
- usług dystrybucji poza GK PGNiG	2 371	403	2 439	788	729	363	67
- usługa dystrybucji do GK PGNiG	9	2 048	9	3 807	3 657	3 748	3 868
EBITDA	1 384	1 383	1 383	2 493	2 559	2 339	2 002

*Dane z uwzględnieniem potencjalnego wpływu MSSF 15.

Wolumen dystrybucji gazów (gaz wysokometanowy, zaazotowany, propan-butan, koksowniczy) w mln m³

	I pół. 2018 r.	I pół. 2017 r.	2017	2016	2015	2014
Razem wolumen dystrybucji gazów, w tym:	6 356	6 382	11 645	10 858	9 823	9 586
- gaz wysokometanowy	5 420	5 369	9 797	9 301	8 646	8 495
- gaz zaazotowany	504	580	989	836	643	568
w tym poza GK PGNiG	1 644	1 616	3 110	3 081	1 793	804

5.3.2. Strategia w segmencie

W segmencie Dystrybucja GK PGNiG realizuje strategię przyspieszenia rozwoju systemu dystrybucyjnego i przyłączeń nowych odbiorców. Jednym z kluczowych celów jest zwiększenie tempa przyłączania nowych odbiorców do sieci dystrybucyjnej z poziomu ok. 47 tys. w 2017 r. do poziomu ok. 55 tys. nowych przyłączy rocznie w wyniku optymalizacji procesów przyłączeniowych i poprawy jakości obsługi klienta. Efektem przyspieszonej akcji przyłączeniowej będzie zwiększenie przez PSG wolumenu dystrybuowanego gazu ziemnego z zakładanego na 2017 r. poziomu ok. 10,6 mld m³ (117,8 TWh) do poziomu ok. 12,3 mld m³ (136,7 TWh) w 2022 r.

Zwiększenie wolumenu dystrybucji gazu ziemnego będzie realizowane poprzez podłączanie nowych odbiorców do istniejącej sieci dystrybucyjnej, rozbudowywanie sieci dystrybucyjnej na terenach niezgazyfikowanych oraz dostarczenie gazu odbiorcom pozostającym bez dostępu do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej gazu ziemnego z wykorzystaniem tzw. procesu „pregazyfikacji”.

5.3.3. Działalność segmentu

PSG realizowała działania, które w I półroczu 2018 r. zaowocowały zawarciem ponad 39,1 tys. umów przyłączeniowych z klientami oraz dostarczeniem do odbiorców 6,4 mld m³ gazu. Zgazyfikowano trzy nowe gminy: Dominowo, Miedzichowo oraz Żarnowiec, a stopień gazyfikacji kraju wynosi 59,8%. Do końca czerwca 2018 r. wydano ponad 100 tys. warunków przyłączeniowych (o 28% więcej niż w analogicznym okresie roku ubiegłego) oraz wybudowano 25,4 tys. sztuk przyłączy o łącznej długości 273,8 km.

Kontynuowano rozbudowywanie sieci dystrybucyjnej na terenach niezgazyfikowanych oraz dostarczanie gazu odbiorcom pozostającym bez dostępu do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej z wykorzystaniem tzw. procesu „pregazyfikacji” w technologii LNG, czyli tzw. gazyfikacji wyspowej. Do końca kwietnia 2018 r. wybudowana została 1 stacja LNG i trwa budowa kolejnych 5 stacji LNG.

W styczniu 2018 r. URE zatwierdził nową taryfę na okres do 31 grudnia 2018 r. Według nowej Taryfy nr 6 uśrednione obniżenie cen i stawek opłat sieciowych stosowanych do rozliczeń z odbiorcami w Taryfie Dystrybucyjnej w stosunku do dotychczasowej taryfy PSG dla wszystkich grup taryfowych wynosi 7,37%.

W kwietniu 2018 r. przyjęto do realizacji Projekt dotyczący przejęcia infrastruktury gazowej od GAZ-SYSTEM. Realizacja przedmiotowego Projektu wpisuje się w „Strategię PSG na lata 2016-2022”. Dzięki realizacji Projektu zostaną osiągnięte następujące cele:

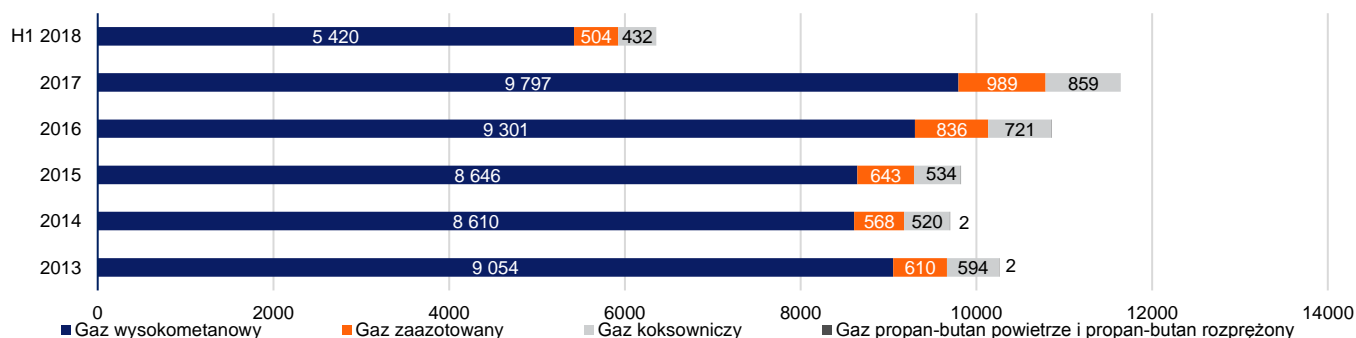
- dodatkowa zdolność w zakresie infrastruktury do dystrybucji gazu ziemnego;
- zwiększenie możliwości uczestnictwa w innowacyjnych rozwiązaniach technologicznych;
- możliwość podjęcia w krótkim czasie działań mających na celu zagęszczenie sieci na terenach słabo zgazyfikowanych, a posiadających gazociągi przesyłowe;
- możliwość budowy nowych przyłączy do przejętej sieci dla klientów o zapotrzebowaniu mniejszym niż 45 tys. m³/h;
- przejęcie dotychczasowych klientów GAZ-SYSTEM;

W lipcu 2018 r. podpisana została pomiędzy PSG a GAZ-SYSTEM umowa zobowiązująco-rozporządzająca na łączną kwotę ok. 70 mln zł.

Od 1 kwietnia 2018 r. rozpoczął działalność nowy Oddział Spółki – Oddział Inwestycyjno-Remontowy w Krośnie, dedykowany do realizacji zadań inwestycyjnych i remontowych w strukturach PSG. W latach 2018-2020 PSG planuje realizację programu inwestycyjnego w zakresie rozbudowy i modernizacji sieci o łącznych nakładach 5,8 mld zł. Realizacja inwestycji własnymi zasobami ograniczy czas ich wykonywania, podniesie stopień wykonania planów i przyspieszy realizację zadań.

Porównując wyniki dystrybucji za I półrocze 2018 r., w stosunku do I półrocza roku poprzedniego, odnotowano nieznaczny spadek wolumenu dystrybuowanego paliwa gazowego.

✓ Wolumen gazu przesyłanego systemem dystrybucyjnym w latach 2013-2017 i I półroczu 2018 r. w mln m³ (w jedn. nat.)



Przyczyną mniejszego o 20 mln m³ wolumenu dostarczonego gazu były głównie czynniki atmosferyczne, tj. wyższa o 0,9 °C temperatura w I półroczu 2018 r. i 2,9°C w II kwartale 2018 r. w porównaniu do analogicznych okresów 2017 r.

Na dzień 30 czerwca 2018 r. długość sieci własnych z przyłączami wyniosła 184 tys. km, a liczba odbiorców 7 mln.

5.3.4. Perspektywy

W II półroczu 2018 r. PSG będzie kontynuować realizację projektów związanych z przyłączeniem nowych odbiorców z wykorzystaniem umów ramowych na budowę przyłączy gazowych od istniejącej sieci, której stosowanie usprawnia proces udzielenia zleceń inwestycyjnych. W całym 2018 r. przewiduje budowę ponad 50 tys. nowych przyłączy i dostarczenie ponad 12 mld m³ gazu.

Planowane jest wdrożenie modelu inwestycyjnego promującego przyrost wolumenu transportowanego gazu oraz przyspieszenie realizacji kluczowych projektów inwestycyjnych. Do ich wykonania PSG zamierza wykorzystać dofinansowanie zewnętrzne, pochodzące z programów zaplanowanych w perspektywie budżetowej Unii Europejskiej na lata 2014 – 2020. Szczególny nacisk położony będzie na pozyskiwanie nowych odbiorców, wzrost niezawodności sieci gazowej i bezpieczeństwo dostaw gazu. W oparciu o przygotowywaną strategię rozwoju sieci dystrybucyjnej PSG na lata 2017 – 2026, PSG kontynuować będzie realizację projektów w zakresie budowy i rozbudowy sieci gazowych, w tym także z szerokim wykorzystaniem technologii LNG. W 2018 r. planowanych do realizacji jest łącznie 20 stacji LNG.

Ponadto kontynuowane będą inwestycje strategiczne, dla których w 2017 oraz 2018 r. zawarto z Instytutem Nafty i Gazu – Państwowym Instytutem Badawczym, umowy o dofinansowanie w ramach działania 7.1. – *Rozwój inteligentnych systemów magazynowania, przesyłu i dystrybucji energii, Oś priorytetowa VII – Poprawa bezpieczeństwa energetycznego*, Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-2020, na realizację projektów gazyfikacji gmin i budowy gazociągów.

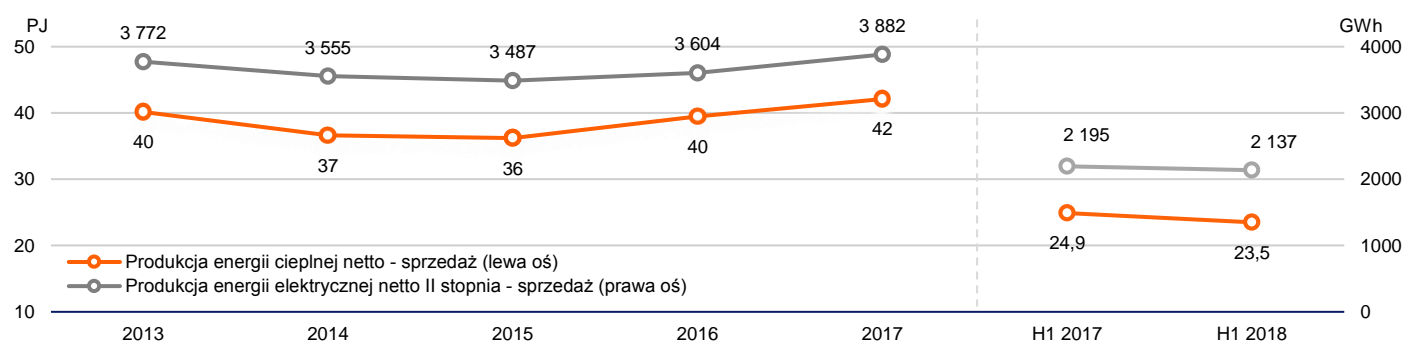
5.4. Segment Wytwarzanie

Podstawową działalnością segmentu jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, dystrybucja ciepła oraz realizacja dużych przedsięwzięć elektroenergetycznych wykorzystujących gaz ziemny jako paliwo. Centrum kompetencyjnym GK PGNiG w dziedzinie wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz realizacji projektów z zakresu elektroenergetyki i ciepłownictwa jest PGNiG TERMIKA. Do Grupy Kapitałowej PGNiG TERMIKA należy PGNiG TERMIKA EP.

5.4.1. Segment w liczbach

Wybrane dane finansowe segmentu	I pół. 2018	I pół. 2017	2017	2016	2015	2014
Przychody ze sprzedaży ogółem	1 265	1 267	2 251	2 195	1 887	1 943
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG tym:	888	943	1 655	1 472	1 215	1 149
- ciepło	743	787	1 346	1 262	1 126	1 079
- energia elektryczna	16	32	50	36	8	7
Przychody ze sprzedaży między segmentami	377	324	596	723	672	794
EBITDA	466	580	843	759	679	463

Wolumen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej z produkcji



5.4.2. Strategia w segmencie

W segmencie Wytwarzanie Grupa PGNiG realizuje strategię ukierunkowaną na zwiększenie udziałów w rynku produkcji i dystrybucji ciepła. Aspiracją strategiczną obszaru energetyki i ciepłownictwa jest zwiększenie rocznego wolumenu sprzedaży energii elektrycznej i ciepła z poziomu ok. 15 TWh w 2017 r. do poziomu ok. 18 TWh w 2022 r. Realizacja tego celu będzie możliwa przede wszystkim dzięki:

- realizacji strategicznych inwestycji modernizacyjnych i rozwojowych w istniejących zakładach wytwórczych w tym m.in. nowy blok gazowo-parowy (CCGT) w EC Żerań;
- zakończeniu integracji przejętych aktywów ciepłowniczych w ramach GK PGNiG TERMIKA oraz zwiększeniu produkcji energii elektrycznej i ciepła w PGNiG TERMIKA EP, dzięki uruchomieniu nowego bloku w EC Zofiówka;
- kontynuacji akwizycji lokalnych systemów ciepłowniczych.

5.4.3. Działalność segmentu

W I półroczu 2018 r. realizowane przez PGNiG TERMIKA były dwa duże strategiczne projekty inwestycyjne:

- budowa bloku gazowo-parowego w EC Żerań o mocy 496 MWe oraz,
- budowa bloku kogeneracyjnego w zakładzie EC Zofiówka należącym do PGNiG TERMIKA EP.

W ramach realizowanej inwestycji budowa bloku gazowo-parowego w EC Żerań zawarto umowę z inżynierem kontraktu i trwają prace zbrojarsko betonarskie głównych obiektów bloku. Zgodnie z harmonogramem wybrano wykonawców na prace towarzyszące: wyprowadzenia mocy cieplnej, modernizacji stacji przygotowania wody, pogłębienia kanału wody z Wisły, rurociągu wody chłodzącej z bloku. Zakończenie budowy jest planowane na 2020 r.

Zakończenie budowy bloku w EC Zofiówka jest planowane na II półrocze 2018 r. Zaawansowanie rzeczowe projektu wynosi ok. 98%. Kluczowe zadania, które były realizowane, to prace rozruchowe poszczególnych urządzeń i instalacji bloku oraz roboty wykończeniowe i ostatnie prace montażowe. W ramach prowadzonego rozruchu trwał ruch ciągły bloku, w trakcie którego energia elektryczna była produkowana i dostarczana do krajowego systemu przez całą dobę. Wykonano wszystkie testy przewidziane w Ruchu Regulacyjnym, w tym przeprowadzono 72-godzinny test niezawodnej pracy bloku. Na dzień przekazania sprawozdania próby i testy przewidziane w ramach Ruchu Regulacyjnego zostały zakończone. Ponadto w zakładzie EC Zofiówka trwały prace nad dostosowaniem majątku wytwórczego do wymagań środowiskowych wynikających z konkluzji *Best Available Techniques* (BAT) oraz dyrektywy *Medium Combustion Plant*.

W ramach pozostałych projektów strategicznych realizowana jest budowa Kotłowni wodnej gazowej w EC Żerań. W projekcie strategicznym „Dostosowanie EC Pruszków do pracy po 2022 r.” przystąpiono do realizacji I etapu modernizacji istniejących kotłów wodnych nr 12 i 13 oraz układu nawęglania. Projekt strategiczny *Uruchomienie bloku wielopaliwowego w EC Siekierki* jest w fazie

uzyskiwania pozwolenia środowiskowego i został uwzględniony w projekcie *Planu gospodarki odpadami dla województwa mazowieckiego 2024*, który został zatwierdzony 12 czerwca 2018 r. przez Zarząd Województwa Mazowieckiego.

W I półroczu 2018 r. spółka celowa ECSW realizowała projekt budowy bloku gazowo-parowego o mocy ok. 450 MW w Elektrociepłowni Stalowa Wola. W marcu 2018 r. odbyło się NWZ Spółki ECSW, w trakcie którego podjęto uchwałę w przedmiocie dalszego istnienia spółki oraz wyrażono zgodę na zawarcie z Bankiem Gospodarstwa Krajowego oraz PGNiG umowy pożyczki o maksymalnej łącznej kwocie 900 mln zł z przeznaczeniem na restrukturyzację obecnego finansowania inwestycji oraz zapewnienia niezbędnych środków na dokończenie budowy bloku. Pozyskane w ten sposób środki pozwolą na konwersję obecnie udzielonego finansowania krótkoterminowego projektu na docelową formułę długoterminową.

W ramach zapewnienia wsparcia regulacyjnego w sektorze ciepłownictwa i kogeneracji PGNiG TERMIKA uczestniczyła aktywnie w konsultacjach Ustawy o rynku mocy. Ustawa została uchwalona w grudniu 2017 r. i zaakceptowana przez Komisję Europejską w lutym 2018 r., dając możliwość udziału w aukcjach jednostkom kogeneracyjnym. PGNiG TERMIKA aktywnie uczestniczyła w opiniowaniu i konsultacjach regulaminu rynku mocy, który został opublikowany w marcu 2018 r. W maju 2018 r. GK PGNiG TERMIKA w ramach certyfikacji ogólnej zgłosiła swoje jednostki wytwórcze do udziału w rynku mocy. Trwają prace nad aktami wykonawczymi (rozporządzeniami) do Ustawy o rynku mocy.

W dniu 6 lipca 2018 r. zawarto „*Wieloletnią Umowę Sprzedaży Ciepła z Obiektów Wytwórczych PGNiG TERMIKA SA*” (WUSC) ze spółką Veolia Energia Warszawa S.A. WUSC jest umową podstawową dla PGNiG TERMIKA, dotyczącą świadczeń PGNiG TERMIKA w zakresie sprzedaży i dostawy mocy cieplnej i ciepła do warszawskiej sieci ciepłowniczej, co stanowi pokrycie około 70% ogólnego zapotrzebowania na ciepło w m.st. Warszawa i obowiązuje do 31 sierpnia 2028 r., z możliwością przedłużenia jej ważności na kolejne 12 miesięcy w sytuacji, gdy obie strony WUSC nie zawrą nowej umowy zastępującej WUSC.

5.4.4. Perspektywy segmentu

GK PGNiG TERMIKA sukcesywnie realizuje założenia strategii dla obszaru energetyki i ciepłownictwa w ramach GK PGNiG. Drugie półrocze 2018 r. będzie okresem kontynuacji projektów:

- środowiskowych związanych z dostosowaniem jednostek wytwórczych do wymagań określonych w ramach konkluzji *Best Available Techniques* oraz dyrektywy *Medium Combustion Plant*;
- budowy nowych jednostek wytwórczych w Warszawie i Jastrzębiu-Zdroju;
- przygotowania i realizacji optymalnej strategii uczestnictwa w Rynku Mocy.

W II półroczu 2018 r. planowane są: zakończenie budowy bloku w EC Zofiówka, wybór wykonawcy dla zadania budowy sieci gazowej na terenie EC Żerań oraz podpisanie aneksu dotyczącego rozszerzenia zakresu kontraktu głównego o montaż instalacji SCR (technologia katalitycznego odazotowania spalin), zmianę aranżacji budynku nastawni oraz zabudowę dodatkowego pomiaru wody chłodzącej. Równoległe do działań inwestycyjnych, spółki z GK TERMIKA na bieżąco współpracują z jednostkami samorządu terytorialnego w obszarach wsparcia rozwoju ciepłownictwa i kogeneracji, wpisując się w obszar przeciwdziałania niskiej emisji oraz poprawy lokalnego bezpieczeństwa energetycznego.

5.4.5. Inwestycja w PGG

W dniu 31 stycznia 2018 r. odbyło się NWZA spółki PGG, na którym podjęto uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego o kwotę 300 mln zł. PGNiG TERMIKA objęła w podwyższonym kapitale zakładowym PGG 900 tys. nowych akcji o wartości nominalnej 90 mln zł, pokrywając je wkładem pieniężnym i posiada łącznie 8 mln akcji spółki PGG, co odpowiada udziałowi 20,43% w kapitale zakładowym i głosach na WZA PGG. Emisja ta kończy program dokapitalizowania PGG celem zapewnienia środków finansowych na zakup oraz restrukturyzację aktywów górniczych nabytych w 2017 r. od Katowickiego Holdingu Węglowego S.A.

PGG sukcesywnie realizuje zapisane w Umowie Inwestycyjnej z 2017 r. działania mające na celu umożliwienie Inwestorom w perspektywie długoterminowej wyjście z inwestycji. W ramach powyższych działań w listopadzie 2017 r. dokonano przekształcenia formy prawnej PGG na spółkę akcyjną.

W pierwszym półroczu 2018 r. PGG ustabilizowała poziom produkcji oraz przychodów ze sprzedaży węgla. W obszarze kontroli kosztów sukcesywnie realizuje program restrukturyzacyjny celem długoterminowej poprawy rentowności.

6. Informacje uzupełniające dotyczące Grupy Kapitałowej PGNiG

6.1. Organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG

Według stanu na dzień 30 czerwca 2018 r. w skład GK PGNiG wchodziły: PGNiG jako podmiot dominujący, 34 spółki o profilu produkcyjnym, handlowym i usługowym oraz towarzystwo ubezpieczeń wzajemnych, w tym:

- 20 podmiotów bezpośrednio zależnych od PGNiG
- 14 podmiotów pośrednio zależnych od PGNiG.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2018 r. został przedstawiony w poniższym zestawieniu:

Wykaz spółek GK PGNiG wg stanu na dzień 30 czerwca 2018 r.

Lp.	Firma spółki	Kapitał zakładowy	Udział kapitałowy PGNiG	% kapitału PGNiG (bezpośrednio)	% kapitału GK PGNiG (bezpośrednio i pośrednio)
<i>Spółki zależne - I stopnia</i>					
1	PGNiG GAZOPROJEKT S.A.	4 000 000	3 000 000	75%	75%
2	Exalo Drilling S.A.	981 500 000	981 500 000	100%	100%
3	GEOFIZYKA Kraków S.A. w likwidacji	64 400 000	64 400 000	100%	100%
4	GEOFIZYKA Toruń S.A.	75 240 000	75 240 000	100%	100%
5	Geovita S.A.	86 139 000	86 139 000	100%	100%
6	Gas Storage Poland Sp. z o.o.	15 290 000	15 290 000	100%	100%
7	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	600 050 000	600 050 000	100%	100%
8	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000	9 995 000	100%	100%
9	PGNiG Technologie S.A.	272 727 240	272 727 240	100%	100%
10	PGNiG TERMIKA SA	1 740 324 950	1 740 324 950	100%	100%
11	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	10 454 206 550	10 454 206 550	100%	100%
12	PGNiG Finance AB i likwidation	500 000 SEK	500 000 SEK	100%	100%
13	PGNiG Supply & Trading GmbH	10 000 000 EUR	10 000 000 EUR	100%	100%
14	PGNiG Upstream Norway AS	1 100 000 000 NOK	1 100 000 000 NOK	100%	100%
15	PGNiG Upstream North Africa B.V.	20 000 EUR	20 000 EUR	100%	100%
16	GAS - TRADING S.A.	2 975 000	1 291 350	43,41%	79,58% ²⁾
17	PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100%	100%
18	PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.	51 381 000	51 381 000	100%	100%
19	PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100%	100%
20	Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych*	20 000 000	20 000 000	100%	100%
<i>Spółki zależne - II stopnia</i>					
21	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.	370 836 300	370 836 300	-	100% ⁹⁾
22	GAZ Sp. z o.o.	300 000	300 000	-	100% ³⁾
23	PSG Inwestycje Sp. z o.o.	81 131 000	81 131 000	-	100% ³⁾
24	Oil Tech International F.Z.E.	20 000 USD	20 000 USD	-	100% ⁴⁾
25	"EXALO DRILLING UKRAINE" LLC	20 000 EUR	20 000 EUR	-	100% ⁴⁾
26	PST Europe Sales GmbH	1 000 000 EUR	1 000 000 EUR	-	100% ⁵⁾
27	Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000	2 565 350	-	85,51% ⁶⁾
28	CIFL Sp. z o.o.	1 360 000	1 360 000	-	100% ⁷⁾
29	Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o.	6 670 627	5 257 523,51	-	78,82% ⁸⁾
30	PGNiG Serwis Doradztwo Ubezpieczeniowe sp. z o.o.	5 000	5 000	-	100% ¹⁾
31	PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o.	13 550 000	13 550 000	-	100% ⁹⁾
32	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	1 806 500	1 806 500	-	100% ⁴⁾
<i>Spółki zależne - III stopnia</i>					
33	XOOL GmbH	500 000 EUR	500 000 EUR	-	100% ¹⁰⁾
34	"SEJ-Serwis" Sp. z o.o.	200 000	200 000	-	100% ¹¹⁾

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. w spółce wynosi 100%: 99,98% przez spółkę PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. oraz 0,02% przez spółkę PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.

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

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

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

11) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A. oraz przez spółkę PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. (100%)

*Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych.

W I półroczu 2018 r. zaszły następujące zmiany w strukturze GK PGNiG:

- W dniu 15 stycznia 2018 r. nastąpiła rejestracja uchwały likwidacyjnej PGNiG Finance AB z siedzibą w Sztokholmie - w jej wyniku firmą spółki jest PGNiG Finance AB i likwidation.
- W dniu 16 marca 2018 r. nastąpiła rejestracja w KRS zmiany firmy Gas Assets Management Sp. z o.o. na CIFL Sp. z o.o.
- W dniu 25 maja 2018 r. NWZ spółki Geovita podwyższyło kapitał zakładowy z kwoty 86.139.000,00 zł do kwoty 102.176.575,00 zł, tj. o kwotę 16.037.575,00 zł w drodze emisji 16.037.575,00 akcji imiennych zwykłych (nieuprzywilejowanych) serii „B” o wartości nominalnej 1 zł każda. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało pokryte wkładem niepieniężnym, w postaci obiektów turystyczno-hotelowych. Oświadczenie o objęciu nowo utworzonych akcji w podwyższonym kapitale zakładowym nastąpiło w dniu 22 czerwca 2018 r. Do dnia Sprawozdania podwyższenie kapitału zakładowego nie zostało zarejestrowane w KRS.

- W dniu 22 czerwca 2018 r. NZW PSG podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 34.710.500 zł, tj. z kwoty 10.454.206.550 zł do kwoty 10.488.917.050 zł poprzez utworzenie 694.210 nowych udziałów o wartości nominalnej 50 zł każdy. Nowoutworzone udziały zostały objęte przez PGNiG SA i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci udziału wynoszącego ½ nieruchomości w Warszawie przy ul. Kruczej 6/14 o łącznej wartości rynkowej 34.710.521,50 zł, przy czym nadwyżka wartości wnoszonego do Spółki wkładu niepieniężnego ponad wartość nominalną obejmowanych udziałów, wyrażająca się kwotą 21,50 zł zostanie przeniesiona na kapitał zapasowy PSG. Do dnia Sprawozdania podwyższenie kapitału zakładowego nie zostało zarejestrowane w KRS.
- W dniu 9 sierpnia 2018 r. odbyło się NZW Spółki PGNiG OD, na którym podwyższono kapitał zakładowy z kwoty 600.050.000 zł do kwoty 625.307.815 zł, tj. o kwotę 25.257.815 zł, poprzez utworzenie 459.233 nowych, równych i niepodzielnych udziałów o wartości nominalnej 55 zł każdy. Nowoutworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym (majątek CNG) o łącznej wartości 25.257.842,00 zł netto, przy czym nadwyżka wartości wnoszonych do Spółki wkładów niepieniężnych ponad wartość nominalną obejmowanych udziałów, wyrażająca się kwotą 27,00 zł netto, zostaje przeniesiona na kapitał zapasowy Spółki. Oświadczenie o objęciu udziałów zostało złożone tego samego dnia tj. 9 sierpnia 2018 r. Do dnia Sprawozdania podwyższenie kapitału nie zostało zarejestrowane w KRS.

6.2. Pozostałe powiązania organizacyjne lub kapitałowe

Wykaz spółek powiązanych z GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2018 r. został przedstawiony w poniższym zestawieniu:

Wykaz spółek powiązanych z GK PGNiG wg stanu na dzień 30 czerwca 2018 r.

Lp.	Firma spółki	Kapitał zakładowy	Udział kapitałowy PGNiG	% kapitału PGNiG (bezpośrednio)	% kapitału GK PGNiG (bezpośrednio i pośrednio)
<i>Spółki współzależne i stowarzyszone - I stopnia</i>					
1	Sahara Petroleum Technology Llc w likwidacji	150 000,00 OMR	73 500 OMR	49,00%	49,00%
2	SGT EUROPOL GAZ S.A.	80 000 000,00	38 400 000,00	48,00%	51,18% ¹⁾
3	PFK GASKON S.A.	13 061 325,00	6 000 000,00	45,94%	45,94%
4	ZWUG "INTERGAZ" Sp. z o.o.	4 700 000,00	1 800 000,00	38,30%	38,30%
5	"Dewon" PSA	11 146 800,00 UAH	4 055 205,84 UAH	36,38%	36,38%
<i>Spółki współzależne i stowarzyszone - II stopnia</i>					
6	Zakład Separacji Popiołów Siekierki Sp. z o.o.	10 000 000,00	7 000 000,00	-	70% ²⁾
7	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	28 200 000,00	14 100 000,00	-	50% ²⁾
8	Polska Grupa Górnicza S.A.	3 916 718 200,00	800 000 000,00	-	20,43% ²⁾
9	Polimex-Mostostal S.A.	473 237 604,00	78 000 048,00	-	16,48% ³⁾

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 S.A. przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A.

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

W I półroczu 2018 r. zaszły następujące zmiany w pozostałych powiązaniach kapitałowych GK PGNiG:

- W dniu 31 stycznia 2018 r. odbyło się NZW spółki PGG, na którym podjęto uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego o kwotę 300 mln zł, do kwoty 3.916.718.200 zł, poprzez emisję 3 mln nowych akcji serii B o wartości nominalnej 100 zł każda. PGNiG TERMIKA S.A. objęła w podwyższonym kapitale zakładowym PGG 900 tys. akcji o łącznej wartości nominalnej 90 mln zł, pokrywając je wkładem pieniężnym w wysokości 90 mln zł. Po powyższym podwyższeniu PGNiG TERMIKA posiada 8 mln akcji spółki PGG o wartości nominalnej 100 zł każda i łącznej wartości nominalnej 800 mln zł, co odpowiada udziałowi 20,43% w kapitale zakładowym i głosach na WZ PGG. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 6 kwietnia 2018 r.

6.3. Władze spółki

6.3.1. Zarząd PGNiG

Skład Zarządu PGNiG w okresie od 1 stycznia do 30 czerwca 2018 r. przedstawiał się następująco:

- Piotr Woźniak - Prezes Zarządu,
- Radosław Bartosik - Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych,
- Łukasz Kroplewski - Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju,
- Michał Pietrzyk - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
- Maciej Woźniak - Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych,
- Magdalena Zegarska - Wiceprezes Zarządu.

W dniu 20 lipca 2018 r. uchwałami ZWZ PGNiG wszyscy członkowie Zarządu PGNiG pełniący funkcję w roku obrotowym 2017 otrzymali absolutorium z wykonywania obowiązków.

6.3.2. Rada Nadzorcza PGNiG

Skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. w okresie od 1 stycznia do 30 czerwca 2018 r. przedstawiał się następująco:

- Bartłomiej Nowak - Przewodniczący Rady Nadzorczej,
- Piotr Sprzączak - Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej,
- Sławomir Borowiec - Sekretarz Rady Nadzorczej,

- Piotr Broda - Członek Rady Nadzorczej,
- Andrzej Gonet - Członek Rady Nadzorczej,
- Mieczysław Kawecki - Członek Rady Nadzorczej,
- Stanisław Sieradzki - Członek Rady Nadzorczej,
- Grzegorz Tchorek - Członek Rady Nadzorczej.

W dniu 20 lipca 2018 r. uchwałami ZWZ PGNiG wszyscy członkowie Rady Nadzorczej PGNiG pełniący funkcję w roku obrotowym 2017 otrzymali absolutorium z wykonywania obowiązków.

6.4. Postępowania sądowe

6.4.1. Prowadzone postępowania sądowe

Szczegółowy opis prowadzonych postępowań sądowych został zamieszczony w pkt. 6.4.1 Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG i GK PGNiG za rok 2017. > www.pgnig.pl W I półroczu 2018 r., w stosunku do stanu faktycznego przedstawionego w wyżej wymienionym punkcie, nastąpiły następujące zmiany:

Postępowania w związku z obowiązkiem publicznej sprzedaży gazu ziemnego

W dniu 13 stycznia 2015 r. Prezes URE wszczął postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG za brak realizacji obliża giełdowego w 2013 r. PGNiG wniosła zażalenie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na jedno z rozstrzygnięć incydentalnych Prezesa URE, które zapadło w postępowaniu. W dniu 15 kwietnia 2016 r. Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów oddalił zażalenie PGNiG. 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 28 października 2015 r. Prezes URE wszczął postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG za brak realizacji obliża giełdowego w 2014 r. W dniu 20 kwietnia 2016 r. PGNiG po zapoznaniu się z materiałem dowodowym, złożyła (na podstawie art. 56 ust. 6a ustawy Prawo energetyczne) wniosek o odstąpienie od wymierzenia kary. Decyzją z dnia 9 maja 2016 r. Prezes URE wymierzył karę w wysokości 15 mln zł za niewykonanie obliża giełdowego w 2014 r. W dniu 27 maja 2016 r. Spółka złożyła odwołanie od decyzji Prezesa URE, zaskarżając ją w całości. W dniu 27 grudnia 2016 r. Prezes URE wniósł odpowiedź na odwołanie, wnosząc o jego oddalenie. Dnia 27 stycznia 2017 r. PGNiG wniosło pismo zawierające ustosunkowanie się do odpowiedzi. Pierwsza rozprawa zaplanowana jest na wrzesień 2018 r.

Postępowanie antymonopolowe przed Prezesem UOKiK rozpoczęte w dniu 28 grudnia 2010 r.

Obecnie w sprawie postępowania antymonopolowego dotyczącego nadużywania przez PGNiG pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego, toczy się postępowanie przez Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Postępowanie antymonopolowe przed Prezesem UOKiK rozpoczęte w dniu 3 kwietnia 2013 r.

W dniu 17 października 2014 r. Prezes UOKiK wszczął postępowanie administracyjne w sprawie nałożenia na PGNiG oraz PGNiG OD kary pieniężnej, w związku z podejrzeniem pozostawania w zwłóce w wykonaniu decyzji Prezesa UOKiK z dnia 31 grudnia 2013 r. w zakresie dotyczącym możliwości zmniejszania przez odbiorców biznesowych zamawianych na kolejne lata ilości paliwa gazowego oraz mocy umownych. W dniu 24 września 2015 r. Prezes UOKiK wydał decyzję o nałożeniu na PGNiG kary pieniężnej w wysokości 10,4 mln zł za zwłokę w wykonaniu przedmiotowej decyzji. Jednocześnie Prezes UOKiK podjął decyzję w sprawie umorzenia postępowania wobec PGNiG OD. Według Prezesa UOKiK PGNiG OD wykonała ciężące na niej zobowiązania, wynikające z decyzji z dnia 31 grudnia 2013 r.

W dniu 2 listopada 2015 r. PGNiG złożyła odwołanie od decyzji Prezesa UOKiK do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Wyrokiem z dnia 21 marca 2017 r. Sąd Okręgowy w Warszawie oddalił odwołanie PGNiG od decyzji Prezesa UOKiK i zasądził od Spółki zwrot kosztów postępowania na rzecz Prezesa UOKiK. W dniu 18 kwietnia 2017 r. PGNiG wniosła apelację, w której zaskarżyła wyrok w całości. W dniu 29 maja 2018 r. Sąd Apelacyjny oddalił apelację PGNiG S.A. Wyrok Sądu Apelacyjnego jest prawomocny. W dniu 20 lipca 2018 r. Sąd Apelacyjny doręczył PGNiG S.A. odpis wyroku wraz z uzasadnieniem, tym samym otworzył się dla PGNiG dwumiesięczny termin na wniesienie skargi kasacyjnej.

Postępowanie ws. gazociągu OPAL

W sprawie gazociągu OPAL prowadzone są postępowania:

- przed Trybunałem Sprawiedliwości UE, przed którym wniesione zostały dwa odwołania od postanowienia Sądu UE w sprawie niedopuszczalności skargi PST (w dniu 13 lutego 2018 r. wniosło PST, a w dniu 5 marca 2018 r. wniosła Rzeczypospolita Polska) oraz jedno odwołanie od postanowienia Sądu UE w sprawie niedopuszczalności skargi PGNiG, wniesione przez tą spółkę w dniu 24 maja 2018 r.,
- przed Wyższym Sądem Krajowym w Düsseldorfie (Oberlandesgericht Düsseldorf), przed którym skargę oraz wniosek o wydanie zarządzenia tymczasowego (zastosowanie środka tymczasowego) wniosły w dniu 15 grudnia 2016 r., a następnie rozszerzyły w dniu 20 stycznia 2017 r., PGNiG oraz PST.

W dniu 21 lipca 2017 r. Prezes Sądu UE wydał postanowienia w sprawie uchylenia środka tymczasowego w sprawie PST oraz oddalenia wniosku o środek tymczasowy w obu sprawach. W dniu 14 grudnia 2017 r. Sąd UE odrzucił skargę PST z uwagi na jej niedopuszczalność, orzekając jednocześnie o obowiązku zwrotu kosztów postępowania poniesionych przez Komisję Europejską. Analogiczne rozstrzygnięcie zapadło w sprawie PGNiG, gdzie 21 marca 2018 r. Sąd UE również odrzucił skargę tego podmiotu z uwagi na niedopuszczalność. Były to to rozstrzygnięcia formalne, nieoparte o analizę zasadności poszczególnych zarzutów podniesionych w skardze.

Od postanowienia z dnia 14 grudnia 2017 r. w sprawie PST, wniesione zostały dwa odwołania do Trybunału Sprawiedliwości UE. Odwołanie PST zostało wniesione w dniu 13 lutego 2018 r., a Rzeczypospolita zaskarżyła postanowienie w dniu 5 marca 2018 r. W sprawie PGNiG, odwołanie zostało wniesione przez tę spółkę w dniu 24 maja 2018 r.

Postanowieniem z dnia 27 lipca 2017 r. Wyższy Sąd Krajowy w Düsseldorfie uchylił swoje postanowienie z dnia 30 grudnia 2016 r., znosząc w ten sposób udzieloną wcześniej tymczasową ochronę prawną. Na przeprowadzonej w dniu 11 października 2017 r. rozprawie sąd ogłosił postanowienie o oddaleniu wniosku o wydanie zarządzenia tymczasowego. Postanowienie o oddaleniu wniosku wraz z uzasadnieniem doręczono w dniu 23 października 2017 r. Dalszych rozpraw w sprawie do tej pory nie wyznaczono. Pismem z dnia 6 marca 2018 r. Bundesnetzagentur zawiadomiła sąd o postanowieniu Sądu UE z dnia 14 grudnia 2017 r. o odrzuceniu skargi PST.

Inne istotne postępowania dotyczące zobowiązań i wierzytelności

W I półroczu 2018 r. PGNiG ani spółki od niej zależne nie prowadziły postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, w sprawie zobowiązań lub wierzytelności, których wartość (jednego postępowania, dwu lub więcej łącznie) miałyby istotny wpływ na sytuację finansową GK PGNiG.

7. Akcjonariat oraz PGNiG na GPW

7.1. Struktura akcjonariatu

Na dzień 30 czerwca 2018 r. kapitał zakładowy PGNiG wynosił ok. 5,78 mld zł. Składało się na niego 5 778 314 857 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. Akcje serii A są akcjami zwykłymi na okaziciela i uprawniają do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Większościowym akcjonariuszem PGNiG pozostaje Skarb Państwa.

W związku ze zbyciem na zasadach ogólnych w dniu 26 czerwca 2008 r. przez Ministra Skarbu Państwa jednej akcji PGNiG, uprawnieni pracownicy zyskali prawo do nieodpłatnego nabycia ogółem nie więcej niż 750 000 000 akcji Spółki. Zawieranie umów nieodpłatnego zbycia akcji rozpoczęło się 6 kwietnia 2009 r., a prawo do nieodpłatnego nabycia akcji PGNiG przez uprawnionych pracowników wygasło 1 października 2010 r. Na dzień 30 czerwca 2018 r. blisko 60 tys. uprawnionych pracowników objęło 728 294 tys. akcji. Akcje nieodpłatnie nabyte przez uprawnionych pracowników mogły być przedmiotem obrotu od 1 lipca 2010 r., natomiast akcje nieodpłatnie nabyte przez członków Zarządu Spółki – od 1 lipca 2011 r.

Struktura akcjonariatu 30 czerwca 2018 r.

Akcjonariusze	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 30.06.2018 r.	Udział w kapitale zakładowym / liczbie głosów na WZA na dzień 30.06.2018 r.
Skarb Państwa	4 153 706 157	71,88%
Pozostali	1 624 608 700	28,12%
RAZEM	5 778 314 857	100,00%

Akcje PGNiG S.A. oraz akcje i udziały w jednostkach powiązanych z PGNiG S.A. w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji na dzień 31.12.2017 r.	Wartość nominalna akcji w zł na dzień 31.12.2017 r.	Liczba akcji na dzień 30.06.2018 r.	Wartość nominalna akcji w zł na dzień 30.06.2018 r.
Mieczysław Kawecki	Członek RN	9 500	9 500	9 500	9 500
Stanisław Sieradzki	Członek RN	17 225	17 225	17 225	17 225

7.2. Dywidenda

Obowiązująca na dzień Sprawozdania Strategia GK PGNiG na lata 2017-2022 zakłada 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. Rozpoznanie zysków netto spółek zależnych w wyniku finansowym PGNiG będzie uwzględniane po wypłacie przez te spółki dywidend, co może powodować przesunięcie o rok w skali wypłaty zakładanego poziomu dywidendy.

W dniu 28 maja 2018 r. Zarząd PGNiG podjął decyzję o rekomendowaniu ZWZ PGNiG przeznaczenia kwoty 866.747.228,55 zł z zysku netto za 2017 r. na wypłatę dywidendy – 0,15 zł na jedną akcję. W dniu 20 lipca 2018 r. ZWZ podjęło uchwałę nr 28/2018, według projektu zgłoszonego przez akcjonariusza, w sprawie podziału zysku finansowego netto za 2017 r., w wyniku której dokonano podziału zysku finansowego netto Spółki PGNiG S.A. za 2017 r. w kwocie 2.034.103.359,30 złotych poprzez przeznaczenie kwoty 866.747.228,55 złotych na kapitał rezerwowy z przeznaczeniem na rozbudowę i modernizację krajowej sieci dystrybucyjnej gazu oraz kwoty 1.167.356.130,75 złotych na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki. W związku z podjęciem przez ZWZ ww. uchwały, Zarząd Giełdy Papierów Wartościowych zdecydował o przeprowadzeniu po sesji 24 lipca 2018 r. korekty nadzwyczajnej listy uczestników indeksu WIGdiv i wykreśleniu akcji spółki PGNiG z listy uczestników tego indeksu.

Dywidenda z zysku netto za lata 2012-2017

	2017	2016	2015	2014	2013	2012
Dywidenda za rok obrotowy (w mld zł)	-	1,16	1,06	1,18	0,89	0,77
Dywidenda na akcję (w zł)	-	0,20	0,18	0,20	0,15	0,13
Średnia roczna cena akcji (w zł)	-	5,16	5,94	4,85	5,83	4,06
Stopa dywidendy	-	3,88%	3,03%	4,12%	2,57%	3,20%

8. Oświadczenie Zarządu PGNiG

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

Zarząd PGNiG S.A.:

Prezes Zarządu

Piotr Woźniak

Wiceprezes Zarządu

Radosław Bartosik

Wiceprezes Zarządu

Łukasz Kroplewski

Wiceprezes Zarządu

Michał Pietrzyk

Wiceprezes Zarządu

Maciej Woźniak

Wiceprezes Zarządu

Magdalena Zegarska

Warszawa, dnia 28 sierpnia 2018 roku