

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.



Skonsolidowany raport roczny
Grupy Kapitałowej PGNiG
za okres od 01.01.2017 roku do 31.12.2017 roku

SKONSOLIDOWANY RAPORT ROCZNY GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG

ZA OKRES ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2017 ROKU ZAWIERA:

1. LIST PREZESA ZARZĄDU.
2. WYBRANE DANE FINANSOWE.
3. SPRAWOZDANIE Z BADANIA SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO ZA 2017 ROK.
4. OŚWIADCZENIE ZARZĄDU W SPRAWIE RZETELNOŚCI SPORZĄDZENIA SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2017 ROKU.
5. OŚWIADCZENIE ZARZĄDU W SPRAWIE PODMIOTU UPRAWNIONEGO DO BADANIA SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2017 ROKU.
6. SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2017 ROKU.
7. SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI PGNiG S.A. I GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ZA ROK 2017.

List Prezesa Zarządu

Szanowni Państwo,

Z satysfakcją przekazuję Państwu Raport Roczny Grupy Kapitałowej PGNiG za 2017 rok.

Był to okres obfitujący w decyzje i wydarzenia, które wyznaczyły kierunki rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG na kolejne lata. W marcu zaprezentowaliśmy nową Strategię określającą nasze cele i aspiracje na lata 2017-2022. To ambitny, ale w naszej opinii niezbędny do zrealizowania plan związany z wyzwaniami, jakie niesie

ze sobą dynamicznie zmieniające się otoczenie rynkowe i technologiczne. Z satysfakcją mogę stwierdzić, że już w pierwszym roku obowiązywania nowej Strategii udało nam się osiągnąć zasadniczy postęp w realizacji wielu jej założeń.

Naszym nadrzędnym celem jest wzrost wartości Grupy Kapitałowej PGNiG oraz zapewnienie jej stabilności finansowej. Pod tym względem ubiegły rok należy uznać za udany. Przychody wzrosły rok do roku o 8% do poziomu 35,86 mld zł, a wynik EBITDA na poziomie 6,58 mld zł jest najwyższy w historii Grupy Kapitałowej PGNiG. Biorąc pod uwagę wielkość rynkowej kapitalizacji na koniec 2017 roku, PGNiG S.A. była 5. spółką na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie.

Rosnące ceny ropy i gazu, które kształtowały się na istotnie wyższym poziomie niż w 2016 roku, pozwoliły wygenerować świetne wyniki finansowe naszej działalności w segmencie *upstream*. Jednocześnie jednak te same czynniki istotnie wpłynęły m.in. na koszt pozyskania gazu, co znalazło odzwierciedlenie w ujemnej kontrybucji segmentu obrotu do EBITDA.

Utrzymaliśmy stabilny wynik segmentu dystrybucji gazu na wysokim poziomie, co jest m.in. pochodną dynamicznego rozwoju całej polskiej gospodarki i wzrostu jej zapotrzebowania na gaz ziemny. Warto również zauważyć, że po raz kolejny bardzo dobre wyniki udało nam się uzyskać w segmencie wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. W stosunku do 2016 roku odnotowaliśmy zarówno wyższy poziom przychodów, jak i rekordowy wolumen sprzedaży ciepła oraz energii elektrycznej z własnej produkcji.

W 2017 roku z powodzeniem realizowaliśmy plan dywersyfikacji portfela importu gazu, wykorzystując do tego możliwości, jakie daje rozwój rynku LNG. Dywersyfikacja objęła nie tylko kierunki dostaw, ale również rodzaje kontraktów. Podpisaliśmy m.in. umowę dodatkową do długoterminowej umowy z Qatargas zwiększającą dostawy z Kataru, oraz średnioterminową umowę na dostawy amerykańskiego LNG. Dodatkowo w ramach transakcji spotowych sprowadziliśmy gaz z Norwegii i USA.

Ważnym elementem naszych działań dywersyfikacyjnych jest rozwój własnego wydobycia na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Po 2022 roku chcemy wydobywać tam 2,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie. W związku z tym podjęliśmy decyzję o zarezerwowaniu przepustowości w planowanym połączeniu gazowym pomiędzy Polską i Danią. Gazociąg ten będzie miał połączenie z systemem przesyłowym na Morzu Północnym, co pozwoli nam sprowadzać do kraju gaz wydobywany w Norwegii.

W ubiegłym roku z powodzeniem działaliśmy także w obszarze sprzedaży gazu dla odbiorców detalicznych. Podpisaliśmy szereg umów z nowymi i dotychczasowymi klientami strategicznymi. Opracowaliśmy nowe, atrakcyjne oferty dla gospodarstw domowych.

Nasza Strategia zakłada mocne zaangażowanie w produkcję energii elektrycznej i ciepła. Do realizacji tych planów przyczyni się rozpoczęta pod koniec 2017 roku inwestycja w nowy blok parowo-gazowy w Elektrociepłowni Żerań w Warszawie o mocy elektrycznej 497 MW i maksymalnej mocy cieplnej 326 MW. Zastąpi on stary blok węglowy, czego efektem będzie nie tylko zwiększenie produkcji, ale także ograniczenie zanieczyszczenia powietrza w aglomeracji warszawskiej. W 2018 roku planujemy



także sfinalizować budowę kogeneracyjnego bloku w elektrociepłowni Zofiówka o mocy elektrycznej 70 MW i ciepłej 120 MW, co wzmocni naszą pozycję na rynku ciepła i energii elektrycznej na Górnym Śląsku.

W 2017 roku skutecznie realizowaliśmy nasze plany badawczo-rozwojowe. Program wydobycia metanu z pokładów węgla przyniósł pierwsze, bardzo obiecujące wyniki, po których zdecydowaliśmy się rozszerzyć i zintensyfikować prace wydobywcze.

Jestem przekonany, że w 2018 roku będziemy konsekwentnie wzmocniać naszą pozycję na rynku krajowym oraz poza granicami Polski, co zaowocuje wzrostem wartości Grupy Kapitałowej PGNiG. Naszym Akcjonariuszom, Klientom oraz Kontrahentom dziękujemy za okazane zaufanie.

Z wyrazami szacunku

Piotr Woźniak

Prezes Zarządu PGNiG S.A.

Wybrane dane finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG

Dane dotyczące skonsolidowanego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	2017	2016	2017	2016
Przychody ze sprzedaży	35 857	33 196	8 447	7 586
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	6 579	5 974	1 550	1 365
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	3 910	3 360	921	768
Zysk przed opodatkowaniem	3 922	3 210	924	734
Zysk netto akcjonariuszy jednostki dominującej	2 923	2 351	689	537
Zysk netto	2 921	2 349	688	537
Łączne całkowite dochody przypadające akcjonariuszom jednostki dominującej	2 769	2 984	652	682
Łączne całkowite dochody	2 767	2 982	652	681
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	4 816	5 922	1 135	1 353
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 863)	(3 842)	(910)	(878)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(4 204)	(2 269)	(990)	(519)
Przepływy pieniężne netto	(3 251)	(189)	(766)	(43)
Zysk na akcję podstawowy i rozwodniony (w PLN)	0,51	0,40	0,12	0,09
	2017	2016	2017	2016
Aktywa razem	48 203	49 672	11 557	11 228
Zobowiązania razem	14 576	17 656	3 495	3 991
Zobowiązania długoterminowe razem	7 004	7 303	1 679	1 651
Zobowiązania krótkoterminowe razem	7 572	10 353	1 816	2 340
Kapitał własny razem	33 627	32 016	8 062	7 237
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 778	5 778	1 385	1 306
Średnia ważona liczba akcji zwykłych (mln szt.)	5 778	5 867	5 778	5 867
Wartość księgową i rozwodnioną wartość księgową na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	5,82	5,46	1,40	1,23
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,20	0,18	0,05	0,04

Zasady sporządzania skonsolidowanego sprawozdania finansowego

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.

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do EURO ustalone przez NBP	2017	2016
Średni kurs w okresie	4,2447	4,3757
Kurs na koniec okresu	4,1709	4,4240

**GRUPA KAPITAŁOWA PGNiG
WARSZAWA, UL. MARCINA KASPRZAKA 25**

**SKONSOLIDOWANE
SPRAWOZDANIE FINANSOWE
ZA ROK OBROTOWY 2017**

**WRAZ
ZE SPRAWOZDANIEM NIEZALEŻNEGO
BIEGŁEGO REWIDENTA Z BADANIA**

SPIS TREŚCI

SPRAWOZDANIE NIEZALEŻNEGO BIEGŁEGO REWIDENTA Z BADANIA

**SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE GRUPY KAPITAŁOWEJ
ZA ROK OBROTOWY 2017**

1. Skonsolidowany rachunek zysków i strat
2. Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów
3. Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej
4. Sprawozdanie ze zmian w skonsolidowanym kapitale własnym
5. Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych
6. Informacje dodatkowe obejmujące informacje o przyjętej polityce rachunkowości oraz inne informacje objaśniające

**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI PGNIG S.A. I GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNIG
ZA ROK OBROTOWY 2017**

SPRAWOZDANIE NIEZALEŻNEGO BIEGŁEGO REWIDENTA Z BADANIA

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

Sprawozdanie z badania rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Przeprowadziliśmy badanie załączonego rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG (zwanej dalej „Grupą Kapitałową”), w której jednostką dominującą jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (zwana dalej „jednostką dominującą”) z siedzibą w Warszawie przy ulicy Marcina Kasprzaka 25. Na sprawozdanie składają się: skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej sporządzone na dzień 31 grudnia 2017 roku, skonsolidowany rachunek zysków i strat i skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów, skonsolidowane zestawienie zmian w kapitale własnym, skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych za rok obrotowy od 1 stycznia 2017 roku do 31 grudnia 2017 roku oraz informacje dodatkowe obejmujące informacje o przyjętej polityce rachunkowości i inne informacje objaśniające („skonsolidowane sprawozdanie finansowe”).

Odpowiedzialność kierownika jednostki dominującej i osób sprawujących nadzór za skonsolidowane sprawozdanie finansowe

Zarząd jednostki dominującej jest odpowiedzialny za sporządzenie skonsolidowanego sprawozdania finansowego i za jego rzetelną prezentację zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Rachunkowości, Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej oraz związanymi z nimi interpretacjami ogłoszonymi w formie rozporządzeń Komisji Europejskiej oraz innymi obowiązującymi przepisami prawa, a także statutem jednostki dominującej. Zarząd jednostki dominującej jest również odpowiedzialny za kontrolę wewnętrzną, którą uznaje za niezbędną dla sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego niezawierającego istotnego zniekształcenia spowodowanego oszustwem lub błędem.

Zgodnie z przepisami Ustawy o rachunkowości Zarząd jednostki dominującej oraz członkowie jej Rady Nadzorczej są zobowiązani do zapewnienia, aby skonsolidowane sprawozdanie finansowe spełniało wymagania przewidziane ustawą z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2018 r. poz. 395), zwaną dalej „Ustawą o rachunkowości”.

Odpowiedzialność biegłego rewidenta

Naszym zadaniem było wyrażenie opinii o tym, czy skonsolidowane sprawozdanie finansowe przedstawia rzetelny i jasny obraz sytuacji majątkowej i finansowej oraz wyniku finansowego Grupy Kapitałowej zgodnie z mającymi zastosowanie Międzynarodowymi Standardami Rachunkowości, Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej oraz związanymi z nimi interpretacjami ogłoszonymi w formie rozporządzeń Komisji Europejskiej i przyjętymi zasadami (polityką) rachunkowości.

Badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego przeprowadziliśmy stosownie do postanowień:

- 1) ustawy z dnia 11 maja 2017 roku o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym (Dz. U. z 2017 r. poz. 1089) („Ustawa o biegłych rewidentach”),
- 2) Krajowych Standardów Rewizji Finansowej w brzmieniu Międzynarodowych Standardów Badania przyjętych uchwałą nr 2783/52/2015 Krajowej Rady Biegłych Rewidentów z dnia 10 lutego

Nazwa Deloitte odnosi się do jednej lub kilku jednostek Deloitte Touche Tohmatsu Limited, prywatnego podmiotu prawa brytyjskiego z ograniczoną odpowiedzialnością i jego firm członkowskich, które stanowią oddzielne i niezależne podmioty prawne. Dokładny opis struktury prawnej Deloitte Touche Tohmatsu Limited oraz jego firm członkowskich można znaleźć na stronie www.deloitte.com/pl/onas

Member of Deloitte Touche Tohmatsu Limited

Sąd Rejonowy m. st. Warszawy, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, KRS 0000446833, NIP: 527-020-07-86, REGON: 010076870

2015 r. z późn. zm.,

- 3) rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 537/2014 z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie szczegółowych wymogów dotyczących ustawowych badań sprawozdań finansowych jednostek interesu publicznego, uchylającym decyzję Komisji 2005/909/WE (Dz. Urz. UE L 158 z 27.05.2014, str. 77 oraz Dz. Urz. UE L 170 z 11.06.2014, str. 66) („Rozporządzenie 537/2014”).

Regulacje te wymagają przestrzegania wymogów etycznych oraz zaplanowania i przeprowadzenia badania w taki sposób, aby uzyskać wystarczającą pewność, że skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie zawiera istotnego zniekształcenia.

Celem badania jest uzyskanie wystarczającej pewności co do tego, czy skonsolidowane sprawozdanie finansowe jako całość nie zawiera istotnego zniekształcenia spowodowanego oszustwem lub błędem oraz wydanie sprawozdania niezależnego biegłego rewidenta zawierającego naszą opinię. Wystarczająca pewność jest wysokim poziomem pewności, ale nie gwarantuje, że badanie przeprowadzone zgodnie z powyżej wskazanymi standardami zawsze wykryje istniejące istotne zniekształcenie. Zniekształcenia mogą powstawać na skutek oszustwa lub błędu i są uważane za istotne, jeżeli można racjonalnie oczekiwać, że pojedynczo lub łącznie mogłyby wpłynąć na decyzje gospodarcze użytkowników podjęte, na podstawie tego skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Ryzyko niewykrycia istotnego zniekształcenia powstałego na skutek oszustwa jest wyższe niż ryzyko niewykrycia istotnego zniekształcenia powstałego na skutek błędu, ponieważ może obejmować zmywy, fałszerstwo, celowe pominięcia, wprowadzanie w błąd lub obejście kontroli wewnętrznej i może dotyczyć każdego obszaru prawa i regulacji, nie tylko tego bezpośrednio wpływającego na skonsolidowane sprawozdanie finansowe.

Badanie polegało na przeprowadzeniu procedur służących uzyskaniu dowodów badania kwot i ujawnień w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Dobór procedur badania zależy od osądu biegłego rewidenta, w tym od oceny ryzyka istotnego zniekształcenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego spowodowanego oszustwem lub błędem. Dokonując oceny tego ryzyka biegły rewident bierze pod uwagę działanie kontroli wewnętrznej w zakresie dotyczącym sporządzania i rzetelnej prezentacji przez jednostkę dominującą skonsolidowanego sprawozdania finansowego w celu zaprojektowania odpowiednich w danych okolicznościach procedur badania, nie zaś wyrażenia opinii na temat skuteczności kontroli wewnętrznej. Badanie obejmuje także ocenę odpowiedniości przyjętych zasad (polityki) rachunkowości, racjonalności ustalonych przez Zarząd jednostki dominującej wartości szacunkowych, jak również ocenę ogólnej prezentacji skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Zakres badania nie obejmuje zapewnienia co do przyszłej rentowności Grupy Kapitałowej ani efektywności lub skuteczności prowadzenia spraw jednostki przez Zarząd jednostki dominującej obecnie lub w przyszłości.

Wyrażamy przekonanie, że uzyskane przez nas dowody badania stanowią wystarczającą i odpowiednią podstawę do wyrażenia przez nas opinii z badania. Opinia jest spójna z dodatkowym sprawozdaniem dla Komitetu Audytu wydanym z dniem 12 marca 2018 roku.

Niezależność

W trakcie przeprowadzania badania kluczowy biegły rewident i firma audytorska pozostawali niezależni od jednostek wchodzących w skład Grupy Kapitałowej zgodnie z przepisami Ustawy o biegłych rewidentach, Rozporządzenia 537/2014 oraz zasadami etyki zawodowej przyjętymi uchwałami Krajowej Rady Biegłych Rewidentów.

Zgodnie z naszą najlepszą wiedzą i przekonaniem oświadczamy, że nie świadczyliśmy usług niebędących badaniem, które są zabronione przepisami art. 136 Ustawy o biegłych rewidentach oraz art. 5 ust. 1 Rozporządzenia 537/2014, dla jednostek wchodzących w skład Grupy Kapitałowej.

Wybór firmy audytorskiej

Zostaliśmy wybrani do badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej uchwałą nr 30/VII/2016 Rady Nadzorczej Spółki PGNiG S.A. z dnia 10 lutego 2016 roku. Skonsolidowane sprawozdania finansowe Grupy Kapitałowej badamy nieprzerwanie począwszy od roku obrotowego zakończonego dnia 31 grudnia 2016 roku, to jest przez dwa kolejne lata obrotowe.

Najbardziej znaczące rodzaje ryzyka

W trakcie przeprowadzonego badania zidentyfikowaliśmy poniżej opisane najbardziej znaczące rodzaje ryzyka istotnego zniekształcenia, w tym spowodowanego oszustwem oraz opracowaliśmy stosowne procedury badania dotyczące tych rodzajów ryzyk. W przypadkach, w których uznaliśmy za stosowne dla zrozumienia zidentyfikowanego ryzyka oraz wykonanych przez biegłego rewidenta procedur badania, zamieściliśmy również najważniejsze spostrzeżenia związane z tymi rodzajami ryzyka.

Opis rodzaju ryzyka istotnego zniekształcenia	Procedury biegłego rewidenta w odpowiedzi na zidentyfikowane ryzyko oraz najważniejsze spostrzeżenia związane z tymi rodzajami ryzyka
<p><i>Utrata wartości udziałów i akcji w wspólnych przedsięwzięciach</i></p> <p>Jak przedstawiono w Nocie 2.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień 31 grudnia 2017 roku Grupa Kapitałowa posiada udziały w wspólnych przedsięwzięciach i jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności o łącznej wartości netto 1.601 mln zł. Zgodnie z polityką grupa ujmuje początkowo udziały i akcje w jednostkach wycenianych metodą praw własności w cenie nabycia, uwzględniając udział Grupy w zmianach aktywów netto, jakie wystąpiły od dnia objęcia współkontroli do dnia bilansowego, pomniejszonej o ewentualne odpisy z tytułu utraty wartości.</p> <p>Zarząd spółki dominującej regularnie przeprowadza analizę przesłanek utraty wartości i w przypadku ich wystąpienia wykonuje odpowiednie testy na utratę wartości.</p> <p>Testy na utratę wartości udziałów oparte są o założenia i szacunki Zarządu co do przyszłych przepływów pieniężnych, stopy dyskonta, a także uwzględniają plany strategiczne i finansowe na kolejne lata. Prognozy te obarczone są znaczącym ryzykiem zmienności w związku z trudnymi do przewidzenia warunkami rynkowymi.</p> <p>Zagadnienie utraty wartości inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności było przedmiotem naszej szczególnej</p>	<p>Procedury szczegółowe zostały poprzedzone zrozumieniem i analizą zaprojektowania i wdrożenia kluczowych kontroli wewnętrznych w zakresie monitorowania przesłanek utraty wartości, jak również procesu szacowania odpisów z tytułu utraty wartości.</p> <p>Nasze procedury badania obejmowały w szczególności:</p> <ul style="list-style-type: none">- identyfikację kluczowych przesłanek do utraty wartości udziałów,- rozmowy z Zarządem oraz kluczowymi pracownikami dotyczące predykcji finansowych i planów biznesowych istotnych jednostek powiązanych i stowarzyszonych,- krytyczną ocenę przyjętych przez Zarząd założeń zastosowanych do modelu wyceny (w tym przy wykorzystaniu wewnętrznych specjalistów Deloitte w zakresie modelowania i wyceny), a w szczególności:<ul style="list-style-type: none">- prognoz finansowych,- stopy dyskonta,- stopy wzrostu,- wartości rezydualnej,- krytyczną ocenę modelu i poprawność jego kalkulacji,- uzgodnienie ujęcia odpisów wynikających z modelu do ksiąg i sprawozdania finansowego,- ocenę kompletności i poprawności ujawnień w sprawozdaniu finansowym w zakresie

Opis rodzaju ryzyka istotnego zniekształcenia	Procedury biegłego rewidenta w odpowiedzi na zidentyfikowane ryzyko oraz najważniejsze spostrzeżenia związane z tymi rodzajami ryzyka
<p>uwagi, ze względu na istotność powyższych inwestycji jak również konieczność przyjęcia istotnych założeń i przeprowadzenia złożonych szacunków.</p>	<p>analizy utraty wartości udziałów i akcji.</p>
<p><i>Utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych</i></p>	
<p>W nocie 6.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień 31 grudnia 2017 roku Grupa Kapitałowa przedstawiła informacje dotyczące utraty wartości aktywów niefinansowych. Wartość odpisów z tytułu utraty wartości aktywów niefinansowych na koniec okresu sprawozdawczego wyniosła 4.122 mln zł.</p>	<p>Nasze procedury obejmowały w szczególności:</p> <ul style="list-style-type: none"> – zrozumienie i ocenę procesu grupowania aktywów w odpowiednie ośrodki wypracowujące przepływy pieniężne zgodnie ze standardami sprawozdawczości finansowej, – krytyczną ocenę modelu wyceny na bazie przyszłych przepływów pieniężnych, – ocenę metodyki i założeń przyjętych przez Zarząd do zastosowanego modelu, – uzgodnienie danych wsadowych do modelu do dokumentów źródłowych, – matematyczną weryfikację poprawności kalkulacji oraz uzgodnienie ujęcia odpisów z niego wynikających do ksiąg i sprawozdania finansowego, – ocenę kompletności i poprawności ujawnień w sprawozdaniu finansowym.
<p>Zgodnie z MSR36 Spółka jest zobowiązana ocenić zaistnienie przesłanek będących podstawą do przeprowadzenia testów na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych. Testom na utratę wartości poddawane są aktywa, zgrupowane w ośrodki wypracowujące przepływy pieniężne.</p>	
<p>Rzeczowy majątek trwały stanowi 67% aktywów Grupy Kapitałowej. Biorąc pod uwagę istotność wartościową a także konieczność przeprowadzania testów obarczonych dużą dozą założeń i szacunków uznaliśmy, iż utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych jest kluczowym zagadnieniem audytu.</p>	

Opinia

Naszym zdaniem załączone roczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe:

- przedstawia rzetelny i jasny obraz sytuacji majątkowej i finansowej Grupy Kapitałowej na dzień 31 grudnia 2017 roku oraz jej wyniku finansowego za rok obrotowy od 1 stycznia 2017 do 31 grudnia 2017 roku, zgodnie z mającymi zastosowanie Międzynarodowymi Standardami Rachunkowości, Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej oraz związanymi z nimi interpretacjami ogłoszonymi w formie rozporządzeń Komisji Europejskiej i przyjętymi zasadami (polityką) rachunkowości,
- jest zgodne co do formy i treści z obowiązującymi Grupę Kapitałową przepisami prawa w tym 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 (Dz. U. z 2014 r. poz. 133 z późn. zm.) i postanowieniami statutu jednostki dominującej.

Sprawozdanie na temat innych wymogów prawa i regulacji

Opinia na temat sprawozdania z działalności

Nasza opinia o skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym nie obejmuje sprawozdania z działalności Grupy Kapitałowej.

Za sporządzenie sprawozdania z działalności Grupy Kapitałowej zgodnie z przepisami Ustawy o rachunkowości oraz innymi obowiązującymi przepisami prawa jest odpowiedzialny Zarząd jednostki dominującej. Ponadto Zarząd jednostki dominującej oraz członkowie Rady Nadzorczej jednostki dominującej są zobowiązani do zapewnienia, aby sprawozdanie z działalności Grupy Kapitałowej spełniało wymagania przewidziane w Ustawie o rachunkowości.

Naszym obowiązkiem zgodnie z wymogami ustawy o biegłych rewidentach było wydanie opinii, czy sprawozdanie z działalności Grupy Kapitałowej zostało sporządzone zgodnie z przepisami prawa oraz, że jest ono zgodne z informacjami zawartymi w załączonym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Naszym obowiązkiem było także złożenie oświadczenia, czy w świetle naszej wiedzy o Grupie Kapitałowej i jej otoczeniu uzyskanej podczas badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego stwierdziliśmy w sprawozdaniu z działalności Grupy Kapitałowej istotne zniekształcenia oraz wskazanie na czym polega każde takie istotne zniekształcenie.

Sprawozdanie Zarządu z działalności PGNiG S.A. oraz Grupy Kapitałowej PGNiG za rok 2017 (zwane dalej „sprawozdaniem z działalności”), zgodnie z art. 55 ust. 2a Ustawy o rachunkowości, zostało sporządzone łącznie.

Naszym zdaniem sprawozdanie z działalności zostało sporządzone zgodnie z mającymi zastosowanie przepisami i jest zgodne z informacjami zawartymi w załączonym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Ponadto oświadczamy, iż w świetle wiedzy o Grupie Kapitałowej i jej otoczeniu uzyskanej podczas badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego nie stwierdziliśmy w sprawozdaniu z działalności istotnych zniekształceń.

Opinia na temat oświadczenia o stosowaniu ładu korporacyjnego

Zarząd jednostki dominującej oraz członkowie Rady Nadzorczej są odpowiedzialni za sporządzenie oświadczenia o stosowaniu ładu korporacyjnego zgodnie z przepisami prawa.

W związku z przeprowadzonym badaniem skonsolidowanego sprawozdania finansowego, naszym obowiązkiem zgodnie z wymogami ustawy o biegłych rewidentach było wydanie opinii, czy emitent obowiązany do złożenia oświadczenia o stosowaniu ładu korporacyjnego, stanowiącego wyodrębnioną część sprawozdania z działalności, zawarł w tym oświadczeniu informacje wymagane przepisami prawa oraz w odniesieniu do określonych informacji wskazanych w tych przepisach lub regulaminach stwierdzenie, czy są one zgodne z mającymi zastosowanie przepisami oraz informacjami zawartymi w rocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym.

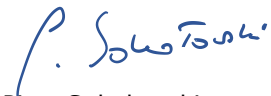
Naszym zdaniem w oświadczeniu o stosowaniu ładu korporacyjnego jednostka dominująca zawarła informacje określone w paragrafie 91 ust. 5 punkt 4 lit. a, b, g, j, k oraz lit. l Rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 r. w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (Dz. U. z 2014 r., poz. 133 z późn. zm.) („Rozporządzenie”). Informacje wskazane w paragrafie 91 ust. 5 punkt 4 lit. c-f, h oraz lit. i tego Rozporządzenia zawarte w oświadczeniu o stosowaniu ładu korporacyjnego są zgodne z mającymi zastosowanie przepisami oraz informacjami zawartymi w rocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym.

Informacja o sporządzeniu oświadczenia na temat informacji niefinansowych

Zgodnie z wymogami Ustawy o biegłych rewidentach informujemy, że jednostka dominująca sporządziła oświadczenie grupy kapitałowej na temat informacji niefinansowych, o którym mowa w art. 49b i art. 55 Ustawy o rachunkowości jako wyodrębnioną część sprawozdania z działalności.

Nie wykonaliśmy żadnych prac atestacyjnych dotyczących oświadczenia na temat informacji niefinansowych i nie wyrażamy jakiegokolwiek zapewnienia na jego temat.

Przeprowadzający badanie w imieniu Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k. – podmiotu wpisanego na listę firm audytorskich prowadzoną przez KRBR pod nr. ewidencyjnym 73:



Piotr Sokołowski
Kluczowy biegły rewident
nr ewidencyjny 9752

Warszawa, 12 marca 2018 roku

Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego GK PGNiG za 2017 rok

Oświadczamy, że wedle naszej najlepszej wiedzy, roczne Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG sporządzone na dzień 31 grudnia 2017 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 emitenta oraz jej wynik finansowy.

Oświadczamy, że wedle naszej najlepszej wiedzy Sprawozdanie Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG zawiera prawdziwy obraz rozwoju i osiągnięć oraz sytuacji Grupy Kapitałowej PGNiG, w tym opis podstawowych ryzyk i zagrożeń.

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, 12 marca 2018 roku

Oświadczenie Zarządu w sprawie podmiotu uprawnionego do badania rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego GK PGNiG za 2017 rok

Oświadczamy, że podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych, dokonujący badania rocznego Skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG sporządzonego na dzień 31 grudnia 2017 roku, został wybrany zgodnie z przepisami prawa.

Podmiot ten oraz biegli rewidenci, dokonujący badania tego sprawozdania, spełniali warunki do wyrażenia bezstronnej i niezależnej opinii o badanym rocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym, 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, 12 marca 2018 roku



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG Za 2017 rok

sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi
Standardami Sprawozdawczości Finansowej
zatwierdzonymi przez Unię Europejską

SPIS TREŚCI

Sprawozdania podstawowe	3
1. Informacje ogólne.....	7
1.1. PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE KAPITAŁOWEJ PGNiG I PODSTAWA SPORZĄDZENIA SPRAWOZDANIA.....	7
1.2. WPŁYW NOWYCH STANDARDÓW NA SPRAWOZDANIE GRUPY KAPITAŁOWEJ	9
1.3. ZMIANY PREZENTACJI W SPRAWOZDANIU FINANSOWYM	12
2. Opis Grupy Kapitałowej i segmenty sprawozdawcze	14
2.1. GŁÓWNE INFORMACJE O GRUPIE I SEGMENTACH SPRAWOZDAWCZYCH	14
2.2. DANE LICZBOWE DOTYCZĄCE SEGMENTÓW SPRAWOZDAWCZYCH.	16
2.3. INFORMACJE O TRANSAKcjACH Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI.....	18
2.4. INWESTYCJE W JEDNOSTKACH WYCENIANYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI.....	19
3. Noty objaśniające do rachunku zysków i strat.....	22
3.1. PRZYCHODY ZE SPRZEDAŻY	22
3.2. KOSZTY OPERACYJNE	24
3.3. POZOSTAŁE PRZYCHODY I KOSZTY OPERACYJNE.....	25
3.4. KOSZTY FINANSOWE NETTO	25
3.5. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY	25
4. Noty objaśniające dotyczące opodatkowania.....	26
4.1. PODATEK DOCHODOWY	26
5. Noty objaśniające do sprawozdania z przepływów pieniężnych oraz informacje dotyczące zadłużenia	29
5.1. UZGODNIENIE ZADŁUŻENIA	29
5.2. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU ZADŁUŻENIA.....	30
5.3. KAPITAŁ WŁASNY I POLITYKA ZARZĄDZANIA KAPITAŁEM.....	32
5.4. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY	33
5.5. POZOSTAŁE WYJAŚNIENIA DOTYCZĄCE SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	34
6. Noty objaśniające do sprawozdania z sytuacji finansowej.....	36
6.1. AKTYWA TRWAŁE RZECZOWE I NIEMATERIALNE	36
6.2. KAPITAŁ OBROTOWY.....	46
6.3. REZERWY I ZOBOWIĄZANIA	50
7. Noty dotyczące instrumentów finansowych i zarządzania ryzykiem finansowym	56
7.1. INSTRUMENTY FINANSOWE	56
7.2. POCHODNE INSTRUMENTY FINANSOWE	59
7.3. ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM	63
8. Noty pozostałe.....	72
8.1. KAPITAŁ AKCYJNY I ZAPASOWY ZE SPRZEDAŻY AKCJI POWYŻEJ ICH WARTOŚCI NOMINALNEJ	72
8.2. ZYSK NA AKCJĘ	72
8.3. AKTYWA PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY	72
8.4. POZOSTAŁE AKTYWA.....	73
8.5. AKTYWA I ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE	74
8.6. WSPÓLNE DZIAŁANIA.....	74
8.7. ZMIANY W STRUKTURZE GRUPY W OKRESIE SPRAWOZDAWCZYM	77
8.8. INNE ISTOTNE INFORMACJE	77
8.9. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM.....	78

Sprawozdania podstawowe

Skonsolidowany rachunek zysków i strat	2017	2016	
Przychody ze sprzedaży gazu	28 613	26 429	Nota 3.1.
Przychody ze sprzedaży pozostałe	7 244	6 767	Nota 3.1.
Przychody ze sprzedaży	35 857	33 196	
Koszt sprzedanego gazu	(20 127)	(18 320)	Nota 3.2.
Zużycie innych surowców i materiałów	(2 586)	(2 427)	Nota 3.2.
Świadczenia pracownicze	(2 696)	(2 573)	Nota 3.2.
Usługi przesyłowe	(1 144)	(1 106)	
Pozostałe usługi	(1 749)	(1 412)	Nota 3.2.
Podatki i opłaty	(793)	(765)	
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(342)	(332)	Nota 3.3.
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	992	868	
Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	(833)	(1 155)	Nota 3.2.
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	6 579	5 974	Nota 2.2.
Amortyzacja	(2 669)	(2 614)	Nota 2.2.
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	3 910	3 360	Nota 2.2.
Koszty finansowe netto	(16)	(76)	Nota 3.4.
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	28	(74)	Nota 2.4.
Zysk przed opodatkowaniem	3 922	3 210	
Podatek dochodowy	(1 001)	(861)	Nota 4.1.
Zysk netto	2 921	2 349	
Zysk netto przypadający:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej	2 923	2 351	
Udziałom niekontrolującym	(2)	(2)	
Średnia ważona liczba akcji zwykłych (mln szt.)	5 778	5 867	
Zysk na akcję podstawowy i rozwodniony (w PLN)	0,51	0,40	

Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów	2017	2016	
Zysk netto	2 921	2 349	
Różnice kursowe z przeliczenia sprawozdań jednostek zagranicznych	(65)	23	
Rachunkowość zabezpieczeń	(76)	783	Nota 7.1.3
Aktualizacja wyceny aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży	(6)	2	
Podatek odroczony	15	(149)	
Udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności	(4)	-	
Pozostałe całkowite dochody podlegające przeklasyfikowaniu do wyniku	(136)	659	
Straty aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych	(23)	(29)	
Podatek odroczony	4	5	
Udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności	1	(2)	
Pozostałe całkowite dochody nie podlegające przeklasyfikowaniu do wyniku	(18)	(26)	
Pozostałe całkowite dochody netto	(154)	633	
Łączne całkowite dochody	2 767	2 982	
Łączne całkowite dochody przypadające:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej	2 769	2 984	
Udziałom niekontrolującym	(2)	(2)	

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych	2017	2016	
Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej			
Zysk netto	2 921	2 349	
Amortyzacja	2 669	2 614	
Podatek dochodowy bieżącego okresu	1 001	861	
Wynik z działalności inwestycyjnej	452	884	
Pozostałe korekty niepieniężne	304	368	Nota 5.5.2.
Podatek dochodowy zapłacony	(755)	(611)	
Zmiana stanu kapitału obrotowego	(1 776)	(543)	Nota 5.5.
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	4 816	5 922	
Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej			
Wydatki na nabycie środków trwałych w budowie dotyczących poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(740)	(713)	Nota 2.2.
Wydatki na pozostałe rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(2 422)	(2 255)	Nota 2.2.
Wydatki na nabycie udziałów w jednostkach powiązanych	(347)	(1 027)	
Pozostałe pozycje netto	(354)	153	
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 863)	(3 842)	
Przepływy pieniężne z działalności finansowej			
Wydatki z tytułu nabycia własnych akcji	-	(645)	
Wpływy z tytułu zadłużenia	2 218	451	Nota 5.1.
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	165	89	
Wydatki z tytułu zadłużenia	(5 407)	(1 021)	Nota 5.1.
Wyplacone dywidendy	(1 156)	(1 062)	Nota 3.5.
Wydatki z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	(20)	(78)	
Pozostałe pozycje netto	(4)	(3)	
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(4 204)	(2 269)	
Przepływy pieniężne netto	(3 251)	(189)	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	5 832	6 021	
Różnice kursowe dotyczące środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	-	(4)	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	2 581	5 832	Nota 5.5.3.



Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	2017	2016	
AKTYWA			
Rzeczowe aktywa trwałe	32 452	33 149	Nota 6.1.1.
Wartości niematerialne	1 115	1 079	Nota 6.1.2.
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	141	100	Nota 4.1.2.
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności	1 601	1 229	Nota 2.4.
Pozostałe aktywa	1 055	679	Nota 8.4.
Aktywa trwałe	36 364	36 236	
Zapasy	2 748	2 510	Nota 6.2.1.
Należności	5 781	4 288	Nota 6.2.2.
Pochodne instrumenty finansowe	450	623	Nota 7.2.
Pozostałe aktywa	216	129	Nota 8.4.
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 578	5 829	Nota 5.4.
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	66	57	Nota 8.3.
Aktywa obrotowe	11 839	13 436	
AKTYWA RAZEM	48 203	49 672	
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY			
Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	7 518	7 518	
Skumulowane pozostałe całkowite dochody	(158)	(4)	
Zyski zatrzymane	26 266	24 499	
Kapitał własny akcjonariuszy jednostki dominującej	33 626	32 013	
Kapitał własny udziałowców niekontrolujących	1	3	
KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	33 627	32 016	
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	951	1 346	Nota 5.1.
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	725	702	Nota 6.3.1.
Rezerwa na koszty likwidacji odwierców	1 717	1 641	Nota 6.1.1.1.
Pozostałe rezerwy	181	198	Nota 6.3.2.
Dotacje	767	815	Nota 6.3.3.
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	2 019	1 932	Nota 4.1.2.
Pozostałe zobowiązania	644	669	Nota 6.3.4.
Zobowiązania długoterminowe	7 004	7 303	
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	2 055	5 006	Nota 5.1.
Pochodne instrumenty finansowe	322	346	Nota 7.2.
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków *	3 249	3 179	Nota 6.2.3.
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	371	334	Nota 6.3.1.
Rezerwa na koszty likwidacji odwierców	53	20	Nota 6.1.1.1.
Pozostałe rezerwy	621	560	Nota 6.3.2.
Pozostałe zobowiązania	901	908	Nota 6.3.4.
Zobowiązania krótkoterminowe	7 572	10 353	
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	14 576	17 656	
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	48 203	49 672	

* W tym podatek dochodowy: 217 mln PLN (2016: 180 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:			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	akcje własne	różnic kursowych z przeliczenia jednostek zagranicznych	stosowania rachunkowości zabezpieczeń	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 2016	5 900	1 740	-	(51)	(565)	-	(21)	-	23 733	30 736	5	30 741		
Zysk netto	-	-	-	-	-	-	-	-	2 351	2 351	(2)	2 349		
Pozostałe całkowite dochody netto	-	-	-	23	634	2	(24)	(2)	-	633	-	633		
Całkowite dochody razem	-	-	-	23	634	2	(24)	(2)	2 351	2 984	(2)	2 982		
Dywidenda	-	-	-	-	-	-	-	-	(1 062)	(1 062)	-	(1 062)		
Nabycie akcji własnych	-	-	(645)	-	-	-	-	-	-	(645)	-	(645)		
Umorzenie akcji własnych	(122)	-	645	-	-	-	-	-	(523)	-	-	-		
Stan na 31 grudnia 2016	5 778	1 740	-	(28)	69	2	(45)	(2)	24 499	32 013	3	32 016		
Zysk netto	-	-	-	-	-	-	-	-	2 923	2 923	(2)	2 921		
Pozostałe całkowite dochody netto	-	-	-	(65)	(62)	(5)	(19)	(3)	-	(154)	-	(154)		
Całkowite dochody razem	-	-	-	(65)	(62)	(5)	(19)	(3)	2 923	2 769	(2)	2 767		
Dywidenda	-	-	-	-	-	-	-	-	(1 156)	(1 156)	-	(1 156)		
Stan na 31 grudnia 2017	5 778	1 740	-	(93)	7	(3)	(64)	(5)	26 266	33 626	1	33 627		

Nota 8.1.

Nota 3.5.

Nota 3.5.

1. Informacje ogólne

1.1. Podstawowe informacje o Grupie Kapitałowej PGNiG i podstawa sporządzenia sprawozdania

1.1.1. 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 gazu ziemnego oraz ropy naftowej, import, magazynowanie oraz sprzedaż paliw gazowych i płynnych, a także obrót energią elektryczną.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna jest spółką dominującą (PGNiG, Spółka, Jednostka Dominująca) w Grupie Kapitałowej PGNiG (GK PGNiG, Grupa Kapitałowa, Grupa). Akcje PGNiG S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. (GPW). Na dzień przekazania skonsolidowanego sprawozdania finansowego za 2017 rok, jedynym akcjonariuszem posiadającym co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGNiG S.A. był Skarb Państwa.

Grupa Kapitałowa PGNiG pełni kluczową rolę w polskim sektorze gazowym. Jako lider odpowiada za utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego kraju, zapewniając dywersyfikację dostaw gazu poprzez wydobycie ze złóż krajowych oraz import ze źródeł zewnętrznych. Zasadniczy obszar działalności PGNiG stanowi poszukiwanie i wydobycie złóż gazu ziemnego oraz ropy naftowej, a także, poprzez kluczowe spółki: import, magazynowanie, sprzedaż, dystrybucja paliw gazowych i płynnych oraz produkcja ciepła i energii elektrycznej.

GK PGNiG posiada wiodącą pozycję we wszystkich obszarach swojej działalności. W Polsce, Grupa Kapitałowa jest największym importerem paliwa gazowego (z Rosji i Niemiec), głównym producentem gazu ziemnego ze złóż krajowych, a także znaczącym producentem ciepła i energii elektrycznej. Wydobycie 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 2](#).

1.1.2. Podstawa sporządzenia sprawozdania

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF) zatwierdzonymi do stosowania w Unii Europejskiej (UE).

Zasady sporządzania skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe obejmuje dane Jednostki Dominującej, spółek zależnych oraz wspólnych ustaleń umownych (wspólnych przedsięwzięć i wspólnych działań).

Sprawozdania finansowe jednostek objętych konsolidacją oraz wyceną metodą praw własności sporządzone zostały za ten sam okres sprawozdawczy, z wyjątkiem jednostki Polski Gaz TUW, której bilans otwarcia stanowi dzień 22 października 2016 roku (zgodnie z Ustawą o Rachunkowości jednostka, która rozpoczęła działalność w drugiej połowie roku obrotowego, może ten okres połączyć z księgami rachunkowymi i sprawozdaniem finansowym za rok następnny).

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone w oparciu o jednolite zasady rachunkowości, stosowane przez jednostki objęte konsolidacją oraz wyceną metodą praw własności. W przypadkach, gdy jest to konieczne, w sprawozdaniach jednostkowych dokonuje się korekt dostosowujących zasady rachunkowości stosowane przez jednostkę do zasad stosowanych przez Grupę Kapitałową.

Wspólne ustalenia umowne ujmowane są zgodnie z zasadami przedstawionymi w [notach 2.4](#) oraz [8.6](#).

Jednostki zależne są konsolidowane metodą pełną od dnia przejęcia, będącego dniem objęcia kontroli nad spółką, do dnia utraty tej kontroli. Kontrola występuje wówczas, gdy jednostka dominująca, z tytułu swojego zaangażowania w tę jednostkę, podlega ekspozycji

na zmienne zwroty lub ma do nich prawa oraz możliwość wywierania wpływu na wysokość tych zwrotów poprzez sprawowanie władzy nad jednostką.

Objęcie kontroli nad jednostką stanowiącą przedsięwzięcie rozlicza się metodą nabycia. Na dzień przejęcia, możliwe do zidentyfikowania nabyte aktywa i przejęte zobowiązania jednostki przejmowanej stanowiącej przedsięwzięcie w rozumieniu MSSF 3 są wyceniane według ich wartości godziwej. Nadwyżka kosztu przejęcia (przekazana zapłata wyceniana do wartości godziwej, kwota wszelkich niekontrolujących udziałów w jednostce przejmowanej wycenionych zgodnie z MSSF 3 oraz w przypadku połączenia jednostek realizowanego etapami wartość godziwa na dzień przejęcia uprzednio posiadanego udziału) nad kwotą netto ustalonej na dzień przejęcia wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania nabytych aktywów i przejętych zobowiązań jest ujmowana jako wartość firmy. W przypadku, gdy koszt przejęcia jest niższy od kwoty netto ustalonej na dzień przejęcia wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania nabytych aktywów i przejętych zobowiązań, różnica ta ujmowana jest jako zysk w rachunku zysków i strat na dzień przejęcia (zysk z okazynego nabycia). Koszty transakcyjne ujmowane są w rachunku zysków i strat w momencie poniesienia. Udziały niekontrolujące wycenia się na moment przejęcia według proporcjonalnego udziału w aktywach netto jednostki zależnej lub według wartości godziwej.

W przypadku utraty kontroli nad jednostką zależną w danym okresie sprawozdawczym, w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym ujmowane są wyniki za tę część roku objętego sprawozdaniem, w którym to okresie jednostka dominująca posiadała taką kontrolę.

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone 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.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z zasadą kosztu historycznego, z wyjątkiem instrumentów pochodnych wycenianych w wartości godziwej oraz aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone w złotych (PLN).

Walutą funkcjonalną spółki PGNiG S.A. i walutą prezentacji niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego jest złoty (PLN).

Pozycje wyrażone w walucie obcej

Transakcje wyrażone w walutach obcych są **początkowo ujmowane** według kursu waluty funkcjonalnej, obowiązującego na dzień zawarcia transakcji.

Na **koniec okresu sprawozdawczego**:

- Pozycje pieniężne wyrażone w walutach obcych są przeliczane po kursie waluty funkcjonalnej (ogłoszonym przez NBP), obowiązującym na koniec okresu sprawozdawczego.
- Pozycje niepieniężne wyceniane według historycznej ceny nabycia lub kosztu wytworzenia wyrażonego w walucie obcej są przeliczane po kursie wymiany z dnia transakcji.

Różnice kursowe powstające z tytułu rozliczania pozycji pieniężnych lub z tytułu przeliczania pozycji pieniężnych po kursach innych niż te, po których zostały one przeliczone w momencie ich początkowego ujęcia, ujmują się w wyniku finansowym. Różnice kursowe stanowiące część zysku/straty z wyceny instrumentu zabezpieczającego w rachunkowości zabezpieczeń ujmują się w pozostałych całkowitych dochodach.

Dane finansowe jednostek i oddziałów znajdujących się poza granicami kraju, objętych skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym, wymagają przeliczenia na walutę prezentacji Grupy, tj. PLN. W tym celu dane wyrażone w walucie obcej, wynikające ze sprawozdań z sytuacji finansowej, przeliczone są po średnim kursie obowiązującym na koniec okresu sprawozdawczego (ogłoszonym dla danej waluty przez NBP), natomiast z rachunku zysków i strat – po kursie stanowiącym średnią arytmetyczną średnich kursów (ogłaszanych dla danej waluty przez NBP) na każdy dzień kończący miesiąc roku obrotowego.

Różnice kursowe powstałe z przeliczenia aktywów i zobowiązań jednostek zagranicznych ujmowane są w pozostałych całkowitych dochodach i kumulowane w oddzielnej pozycji kapitału własnego. W momencie zbycia podmiotu zagranicznego, zakumulowane różnice kursowe ujęte w kapitale własnym, dotyczące danego podmiotu zagranicznego, ujmowane są w rachunku zysków i strat jako wynik na zbyciu.

W celu zabezpieczenia się przed ryzykiem zmian kursów walutowych, Grupa wykorzystuje walutowe transakcje pochodne (zasady rachunkowości stosowane przez Grupę w odniesieniu do pochodnych instrumentów finansowych zostały przedstawione w **nocie 7.2.**)

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostało podpisane oraz zatwierdzone do publikacji przez Zarząd Jednostki Dominującej w dniu 14 marca 2018 roku.

1.2. Wpływ nowych standardów na sprawozdanie Grupy Kapitałowej

1.2.1. Zastosowane nowe i zmienione standardy i interpretacje

Na niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe miały wpływ następujące nowe i zmienione standardy oraz interpretacje, które weszły w życie od 1 stycznia 2017 roku:

Standard	Opis	Szacowany wpływ
Zmiany do MSR 7: „Inicjatywa dotycząca ujawniania informacji”	Jednostki będą zobowiązane ujawnić uzgodnienie zmian w zobowiązaniach wynikających z działalności finansowej.	Grupa prezentuje uzgodnienie długu netto w nocie 5.1.
Zmiany do MSR 12: „Podatek dochodowy”	Zmiany do MSR 12 wyjaśniają sposób wykazywania aktywów z tytułu odroczonego podatku w związku z instrumentami dłużnymi wycenianymi w wartości godziwej.	W skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym ujęte zostały aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego od niezrealizowanych strat.

Pozostałe zmiany nie wskazane powyżej nie miały zastosowania lub były nieistotne dla skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy.

1.2.2. Opublikowane standardy i interpretacje, które jeszcze nie obowiązują i nie zostały wcześniej zastosowane przez Grupę

W niniejszym skonsolidowanym 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 9 „Instrumenty finansowe” Data obowiązywania Od 1 stycznia 2018 roku	Standard wprowadza model przewidujący następujące kategorie klasyfikacji aktywów finansowych: wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy, wyceniane w wartości godziwej przez pozostałe całkowite dochody i wyceniane według zamortyzowanego kosztu. Klasyfikacja jest dokonywana na moment początkowego ujęcia i uzależniona jest od przyjętego przez jednostkę modelu zarządzania instrumentami finansowymi oraz charakterystyki umownych przepływów pieniężnych z tych instrumentów. MSSF 9 wprowadza nowy model w zakresie ustalania odpisów aktualizujących – model oczekiwanych strat kredytowych. Większość wymogów MSR 39 w zakresie klasyfikacji i wyceny zobowiązań finansowych została przeniesiona do MSSF 9 w niezmiennym kształcie. Kluczową zmianą jest nałożony na jednostki wymóg prezentowania w innych całkowitych dochodach skutków zmian własnego ryzyka kredytowego z tytułu zobowiązań finansowych wyznaczonych do wyceny w wartości godziwej przez wynik finansowy. W zakresie rachunkowości zabezpieczeń zmiany miały na celu ściślej dopasować rachunkowość zabezpieczeń do zarządzania ryzykiem.	W 2017 roku Grupa podjęła prace związane z wdrożeniem MSSF 9. W zakresie kwalifikacji i wyceny posiadanych aktywów finansowych, konsolidowane jednostki przeprowadziły analizę modelu biznesowego oraz testu w zakresie występowania wyłącznie kapitału i odsetek (test SPPI). W wyniku analizy wyodrębniono nowe kategorie klasyfikacji zgodnie z MSSF 9 i dokonano reklasyfikacji pożyczek z kategorii wycenianych według zamortyzowanego kosztu (zgodnie MSR 39) do kategorii instrumentów finansowych wycenianych do wartości godziwej przez rachunek zysków i strat. Pozostałe zmiany wynikające z zastosowania standardu wprowadzono w zakresie kalkulacji utraty wartości aktywów odpisów aktualizujących z zastosowaniem modelu oczekiwanych strat kredytowych. Wdrożenie standardu przeprowadzono przy zastosowaniu zmodyfikowanej metody retrospektywnej tj. skumulowany efekt zmian rozpoznany został w bilansie otwarcia zysków zatrzymanych bieżącego okresu. Ze względu na zastosowaną metodę przejścia na MSSF 9 nie zidentyfikowano wpływu MSSF9 na skonsolidowany rachunek zysków i strat. Szacowany wpływ zmian MSSF 9 na skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej został zaprezentowany w nocie 1.2.3.

Standard	Opis	Szacowany wpływ
<p>MSSF 15 „Przychody z umów z klientami”</p> <p>Data obowiązywania Od 1 stycznia 2018 roku</p>	<p>Zasady przewidziane w MSSF 15 dotyczyć będą wszystkich umów skutkujących przychodami. Fundamentalną zasadą nowego standardu jest ujmowanie przychodów w momencie transferu towarów lub usług na rzecz klienta, w wysokości ceny transakcyjnej. Wszelkie towary lub usługi sprzedawane w pakietach, które da się wyodrębnić w ramach pakietu, należy ujmować oddzielnie, ponadto wszelkie upusty i rabaty dotyczące ceny transakcyjnej należy co do zasady alokować do poszczególnych elementów pakietu. W przypadku, gdy wysokość przychodu jest zmienna, zgodnie z nowym standardem kwoty zmienne są zaliczane do przychodów, o ile istnieje duże prawdopodobieństwo, że w przyszłości nie nastąpi odwrócenie ujęcia przychodu w wyniku przeszacowania wartości. Ponadto, zgodnie z MSSF 15 koszty poniesione w celu pozyskania i zabezpieczenia kontraktu z klientem należy aktywować i rozliczać w czasie przez okres konsumowania korzyści z tego kontraktu.</p>	<p>Gupa przeprowadziła analizę wpływu MSSF 15 na skonsolidowane sprawozdanie finansowe.</p> <p>W wyniku analizy wpływu zmian MSSF 15 wprowadzono zmianę prezentacji przenoszonych na klienta kosztów usług przesyłu gazu i dystrybucji energii elektrycznej, dochodząc do wniosku, że operatorzy systemów dystrybucyjnych i przesyłowych ponoszą główną odpowiedzialność za realizację usług. Grupa jako podmiot nie mający wpływu na główne cechy świadczonych usług i ich cenę pełni rolę pośrednika (agenta). W konsekwencji przychody osiągnane z tytułu sprzedaży tych usług będą ujmowane w kwocie netto tj. po pomniejszeniu o koszty ich zakupu od Operatora.</p> <p>Jednocześnie Grupa wyodrębniła przychody z tytułu usługi dystrybucyjnej (generowane przez spółkę dystrybucyjną Grupy i przenoszone na zewnętrznych odbiorców) z przychodów ze sprzedaży gazu, i zaprezentowała je w pozycji: Przychody ze sprzedaży pozostałe.</p> <p>Szacowany wpływ zmian MSSF 15 na skonsolidowany rachunek zysków i strat został zaprezentowany w nocie 1.2.3.</p> <p>Grupa nie zidentyfikowała wpływu MSSF 15 na skonsolidowane sprawozdanie w sytuacji finansowej.</p>
<p>MSSF 16 „Leasing”</p> <p>Data obowiązywania Od 1 stycznia 2019 roku</p>	<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.</p> <p>Leasingobiorca będzie zobowiązany ująć:</p> <ol style="list-style-type: none"> aktywa i zobowiązania dla wszystkich transakcji leasingu zawartych na okres powyżej 12 miesięcy, z wyjątkiem sytuacji, gdy dane aktywo jest niskiej wartości; amortyzację leasingowanego aktywa odrębnie od odsetek od zobowiązania leasingowego w sprawozdaniu z wyników. <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>Według wstępnej oceny MSSF 16 może mieć wpływ na skonsolidowane sprawozdanie finansowe, głównie z uwagi na korzystanie z prawa wieczystego użytkowania gruntów. Zgodnie z obecnie stosowaną polityką rachunkowości Grupa nie rozpoznaje prawa wieczystego użytkowania gruntów jako umowy leasingowej.</p> <p>Grupa nie dokonała jeszcze szczegółowej analizy potencjalnego wpływu na sprawozdanie finansowe, zostanie ona przeprowadzona w 2018 roku.</p>

Pozostałe opublikowane, lecz jeszcze nieobowiązujące standardy i interpretacje nie dotyczą działalności Grupy.

1.2.3. Wpływ nowych standardów i interpretacji na sprawozdanie finansowe Grupy

W związku z wejściem w życie MSSF 9 oraz MSSF 15 w dniu 1 stycznia 2018 roku, spółki Grupy przeprowadziły w 2017 roku analizy wpływu nowych standardów oraz rozpoczęły prace związane z ich wdrożeniem. Szacowany wpływ zmian przedstawiony został w poniższych tabelach.

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Stan na 31 grudnia 2017 przed zmianą	Wpływ MSSF 9 na Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Stan na 31 grudnia 2017 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	(64)	11 775
w tym:			
Należności	5 781	(64)	5 717
AKTYWA RAZEM	48 203	(81)	48 122
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY			
KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	33 627	(110)	33 517
w tym:			
Skumulowane pozostałe całkowite dochody	(158)	4	(154)
Zyski zatrzymane	26 266	(114)	26 152
Zobowiązania długoterminowe	7 004	3	7 007
w tym:			
Pozostałe zobowiązania	644	3	647
Zobowiązania krótkoterminowe	7 572	26	7 598
w tym:			
Pozostałe rezerwy	621	18	639
Pozostałe zobowiązania	901	8	909
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	14 576	29	14 605
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	48 203	(81)	48 122

Skonsolidowany rachunek zysków i strat	Okres zakończony 31 grudnia 2017 przed zmianą	Wpływ MSSF 15 na Skonsolidowany rachunek zysków i strat	Okres zakończony 31 grudnia 2017 po zmianie
Przychody ze sprzedaży	35 857	(176)	35 681
w tym:			
Przychody ze sprzedaży gazu	28 613	(3 958)	24 655
Przychody ze sprzedaży pozostałe	7 244	3 782	11 026
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(29 278)	176	(29 102)
w tym:			
Usługi przesyłowe	(1 144)	152	(992)
Pozostałe usługi	(1 749)	24	(1 725)
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	6 579	-	6 579
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	3 910	-	3 910
Zysk przed opodatkowaniem	3 922	-	3 922
Zysk netto	2 921	-	2 921

1.3. Zmiany prezentacji w sprawozdaniu finansowym

W skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za 2017 rok, Grupa dokonała zmiany prezentacji w odniesieniu do następujących pozycji sprawozdania z sytuacji finansowej:

1. W zakresie przekazania gazu wydobytego ze złóż w Polsce pomiędzy segmentami Poszukiwanie i Wydobywanie (PiW) a Obrót i Magazynowanie (OiM) zastosowano następujący sposób ustalenia ceny rozliczeniowej: przekazanie gazu pomiędzy segmentem PiW a OiM następuje po cenie kalkulowanej jako średnia miesięczna notowań TGE RDN (Rynek Dnia Następnego) pomniejszona o dyskonto gwarantujące segmentowi OiM pokrycie uzasadnionej części kosztów magazynowania gazu wysokometanowego oraz marżę. Zmieniono również cenę rozliczeniową dla przekazania gazu pomiędzy innymi segmentami w ramach PGNiG S.A., w szczególności na potrzeby zużycia, która obecnie ustalona została na poziomie średniej miesięcznej notowań TGE RDN (Rynek Dnia Następnego).
2. W ramach prowadzonych prac uporządkowano również inne pozycje kosztów operacyjnych, kierując się rodzajem prowadzonej działalności.
3. Z segmentu sprawozdawczego OiM wyodrębniono centrum korporacyjne PGNiG S.A. oraz spółkę PGNiG Finance AB i likwidation, jednostki te zostały zaprezentowane w ramach segmentu „Pozostałe segmenty”. Zarząd PGNiG zdecydował o skorygowaniu wyników finansowych segmentu OiM o przychody i koszty generowane przez Centralę PGNiG S.A. oraz PGNiG Finance AB i likwidation, które pełnią funkcje wsparcia dla innych segmentów GK PGNiG.

W związku z retrospektywnym zastosowaniem wyżej wymienionych zmian, poniżej zaprezentowano przekształcone dane na dzień 31 grudnia 2016 roku.



Segmenty sprawozdawcze za 2016 rok	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	Inwestycje wyceniane metodą praw własności (MPW)	Wydatki z tytułu nabycia rzeczowego majątku trwałego i WN	Rzeczowe aktywa trwałe	Zatrudnienie
Poszukiwanie i wydobywanie przed zmianami	2 776	1 515	4 291	1 285	(1 066)	219	(1 089)	(53)	(1 314)	12 881	7 720
Zmiana zasad kalkulacji przychodu ze sprzedaży międzysegmentowej gazu z wydobycia w Polsce w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie	-	969	969	969	-	969	-	-	-	-	-
Pozostałe uporządkowanie przypisania przychodów i kosztów operacyjnych w PGNiG S.A	-	29	29	(48)	(2)	(50)	-	-	-	-	-
Poszukiwanie i wydobywanie po zmianach	2 776	2 513	5 289	2 206	(1 068)	1 138	(1 089)	(53)	(1 314)	12 881	7 720
Obrót i magazynowanie przed zmianami	27 740	440	28 180	1 410	(252)	1 158	(28)	-	(121)	4 227	3 520
Zmiana zasad kalkulacji przychodu ze sprzedaży międzysegmentowej gazu z wydobycia w Polsce w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie	-	-	-	(969)	-	(969)	-	-	-	-	-
Pozostałe uporządkowanie przypisania przychodów i kosztów operacyjnych w PGNiG S.A	-	-	-	48	2	50	-	-	-	-	-
Zmiana prezentacji centrum korporacyjnego	(7)	7	-	125	41	166	16	-	84	(402)	(609)
Obrót i magazynowanie po zmianach	27 733	447	28 180	614	(209)	405	(12)	-	(37)	3 825	2 911
Pozostałe segmenty przed zmianami	130	110	240	(61)	(14)	(75)	(18)	-	(9)	110	1 315
Zmiana prezentacji centrum korporacyjnego	7	115	122	(125)	(41)	(166)	(16)	-	(84)	402	609
Pozostałe segmenty po zmianach	137	225	362	(186)	(55)	(241)	(34)	-	(93)	512	1 924
Uzgodnienie do danych skonsolidowanych przed zmianami			(6 625)	22	2	24	-	-	(10)	(212)	-
Zmiana zasad kalkulacji przychodu ze sprzedaży międzysegmentowej gazu z wydobycia w Polsce w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie			(969)	-	-	-	-	-	-	-	-
Pozostałe uporządkowanie przypisania przychodów i kosztów operacyjnych w PGNiG S.A			(29)	-	-	-	-	-	-	-	-
Zmiana prezentacji centrum korporacyjnego			(122)	-	-	-	-	-	-	-	-
Uzgodnienie do danych skonsolidowanych po zmianach			(7 745)	22	2	24	-	-	(10)	(212)	-

2. Opis Grupy Kapitałowej i segmenty sprawozdawcze

2.1. Główne informacje o Grupie i segmentach sprawozdawczych.

Skonsolidowane sprawozdanie zawiera dane Jednostki Dominującej oraz:

- 16 jednostek zależnych od PGNiG,
- 8 jednostek pośrednio zależnych od PGNiG.

PGNiG S.A. posiada 100% udziałów w konsolidowanych spółkach zależnych, poza jednostką PGNiG GAZOPROJEKT S.A., w której PGNiG posiada 75% udziałów.

W przypadku podmiotu Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych, PGNiG jest jedynym Członkiem Kapitałowym i posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym, pozostali członkowie Towarzystwa posiadają udziały w kapitale rezerwowym.

Aktywa i zobowiązania spółek z udziałami niedającymi kontroli nie stanowią istotnych kwot.

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.








[] - Kraj rejestracji jednostki (inny niż Polska)

* Główne miejsce prowadzenia działalności (inne niż kraj rejestracji)

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

Segmenty sprawozdawcze zostały ustalone w oparciu o rodzaj działalności prowadzonej przez jednostki 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 wydobycie 	<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 odpowiadającego 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 i ubezpieczeniowej.</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>

2.2. Dane liczbowe dotyczące segmentów sprawozdawczych.

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	3 092	3 026	6 118	3 865	(1 060)	2 805	(479)	18	(1 142)	12 244	6 998
Obrót i magazynowanie	30 000	495	30 495	(435)	(205)	(640)	(364)	-	(89)	3 337	2 961
Dystrybucja	969	3 968	4 937	2 493	(925)	1 568	3	-	(1 190)	13 142	11 114
Wytwarzanie	1 655	596	2 251	843	(418)	425	3	-	(603)	3 485	1 785
Pozostałe segmenty	141	318	459	(162)	(61)	(223)	4	10	(93)	440	1 836
Suma	35 857	8 403	44 260	6 604	(2 669)	3 935	(833)	28	(3 117)	32 648	24 694
Uzgodnienie do danych skonsolidowanych			(8 403)	(25)	-	(25)	-	-	(45)	(196)	
Razem			35 857	6 579	(2 669)	3 910	(833)	28	(3 162)	32 452	

*Bez zatrudnienia w spółkach konsolidowanych metodą praw własności

2016	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	2 776	2 513	5 289	2 206	(1 068)	1 138	(1 089)	(53)	(1 314)	12 881	7 720
Obrót i magazynowanie	27 733	447	28 180	614	(209)	405	(12)	-	(37)	3 825	2 911
Dystrybucja	1 078	3 837	4 915	2 559	(924)	1 635	(4)	-	(1 123)	12 765	10 846
Wytwarzanie	1 472	723	2 195	759	(360)	399	(16)	(21)	(391)	3 378	1 870
Pozostałe segmenty	137	225	362	(186)	(55)	(241)	(34)	-	(93)	512	1 924
Suma	33 196	7 745	40 941	5 952	(2 616)	3 336	(1 155)	(74)	(2 958)	33 361	25 271
Uzgodnienie do danych skonsolidowanych			(7 745)	22	2	24	-	-	(10)	(212)	
Razem			33 196	5 974	(2 614)	3 360	(1 155)	(74)	(2 968)	33 149	

*Bez zatrudnienia w spółkach konsolidowanych metodą praw własności

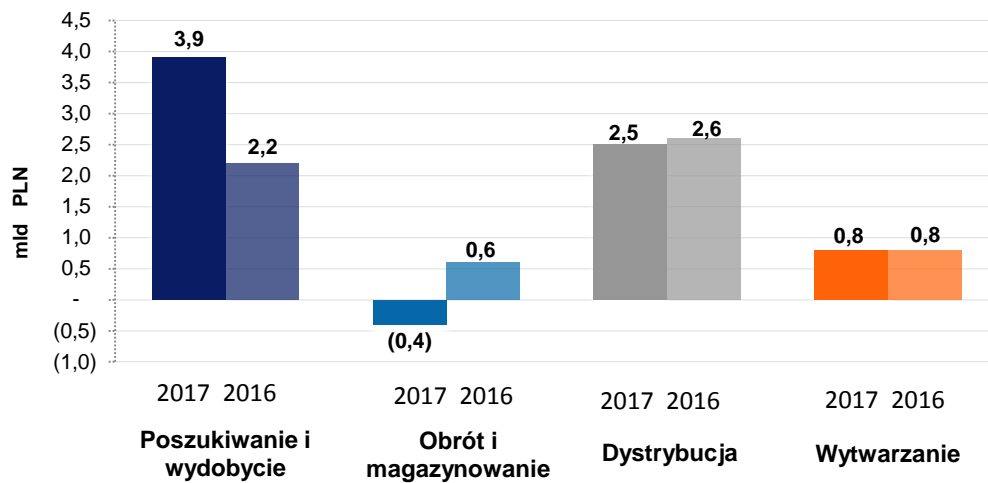
Dane na temat segmentów sporządzane są zgodnie z zasadami rachunkowości stosowanymi w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym.

Zarząd analizuje wyniki segmentów korzystając z podstawowych mierników wyników, tj.: zysk netto segmentu, a także kluczowych wskaźników efektywności takich jak EBITDA, który nie stanowi miernika wystandaryzowanego.

Definicja wskaźnika EBITDA oraz sposób jego kalkulacji, stosowany przez Grupę, został przedstawiony poniżej.

Definicja przyjęta przez Grupę:

EBITDA - Zysk przed opodatkowaniem z wyłączeniem kosztów finansowych netto, udziału w wynikach inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności, oraz amortyzacji.



Wykres 1 *Struktura EBITDA w podziale na segmenty (w mld PLN)*

Więcej informacji na temat działalności poszczególnych segmentów zaprezentowano w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG.



2.3. Informacje o transakcjach z podmiotami powiązаныmi.

Jednostkami powiązаныmi dla Grupy są: jednostki współzależne od Grupy, jej jednostki stowarzyszone, spółki zależne niekonsolidowane ze względu na nieistotność, spółki z udziałem Skarbu Państwa (zależne, współzależne i stowarzyszone) oraz kluczowy personel zarządzający Grupy (tj. Zarząd i Rada Nadzorcza Jednostki Dominującej i jej jednostek zależnych).

Podmiotem kontrolującym Grupę jest Skarb Państwa.

	2017			2016		
	Wspólne przedsięwzięcia	Pozostałe podmioty powiązane	Razem	Wspólne przedsięwzięcia	Pozostałe podmioty powiązane	Razem
Obroty i przychody/koszty za okres						
Sprzedaż produktów i usług	66	7	73	28	5	33
Przychody z tytułu odsetek od pożyczek	19	4	23	11	7	18
Razem	85	11	96	39	12	51
Zakup usług, towarów i materiałów	(23)	(7)	(30)	(11)	(4)	(15)
Zakup środków trwałych w budowie	-	(12)	(12)	-	(24)	(24)
Inne transakcje zakupu	(205)	(3)	(208)	(91)	(1)	(92)
Razem	(228)	(22)	(250)	(102)	(29)	(131)
Saldo na koniec okresu						
Należności z tytułu dostaw i usług	38	1	39	4	1	5
W tym, kwota odpisów z tytułu utraty wartości	-	-	-	-	-	-
Udzielone pożyczki	572	1	573	250	-	250
W tym, kwota odpisów z tytułu utraty wartości	-	(50)	(50)	-	(56)	(56)
Razem	610	2	612	254	1	255
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	43	6	49	23	5	28
Razem	43	6	49	23	5	28

W 2017 roku Jednostka Dominująca ani spółki od niej zależne nie zawarły żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż warunki rynkowe.

2.3.1. Transakcje z jednostkami, których udziałowcem/akcjonariuszem jest Skarb Państwa

Główne transakcje prowadzone z jednostkami, których udziałowcem/akcjonariuszem jest Skarb Państwa (posiadający kontrolę, współkontrolę lub znaczący wpływ nad tymi jednostkami) dotyczą bieżącej działalności Grupy, czyli obrotu gazem ziemnym, sprzedaży ropy naftowej oraz energii elektrycznej.

	2017	2016
Przychody	6 227	3 855
Koszty	(730)	(888)
Należności	1 405	631
Zobowiązania	249	78

Dane powyżej dotyczą następujących spółek: Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., Grupa LOTOS S.A., Grupa Azoty Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A., Grupa Azoty Zakłady Chemiczne POLICE S.A ORLEN Południe S.A., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., Grupa Azoty Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A., Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., KGHM Polska Miedź S.A., Zakłady Azotowe w Tarnowie - Mościcach S.A., Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Energa Obrót S.A., Anwil S.A.

2.3.2. Informacje o świadczeniach dla kluczowego personelu Grupy Kapitałowej

	2017			2016		
	Zarząd	Rada Nadzorcza	Razem	Zarząd*	Rada Nadzorcza	Razem
Jednostki dominującej	8,6	0,7	9,3	7,6	0,5	8,1
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze	8,0	0,7	8,7	6,1	0,5	6,6
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	0,6	-	0,6	1,5	-	1,5
Jednostek zależnych	22,2	5,3	27,5	21,5	5,3	26,8
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze	20,7	5,3	26,0	18,7	5,3	24,0
Świadczenia po okresie zatrudnienia	0,6	-	0,6	-	-	-
Pozostałe świadczenia długoterminowe	0,4	-	0,4	-	-	-
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	0,5	-	0,5	2,8	-	2,8
Razem	30,8	6,0	36,8	29,1	5,8	34,9

*Dane skorygowane do wartości kosztów ujętych w danym roku (poprzednio prezentowane według terminów zapłaty).

Więcej informacji na temat wynagrodzeń kluczowego personelu kierowniczego oraz polityki wynagrodzeń w GK PGNiG zaprezentowano w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG za 2017 rok.

2.3.3. Pożyczki udzielone osobom zarządzającym oraz osobom nadzorującym w spółkach Grupy Kapitałowej

W bieżącym okresie sprawozdawczym osoby zarządzające i nadzorujące jednostki GK PGNiG nie otrzymały pożyczek. Na dzień 31 grudnia 2017 roku saldo udzielonych pożyczek wyniosło zero złotych.

Na koniec 2016 roku saldo pożyczek udzielonych osobom nadzorującym wynosiło 11 tysięcy złotych.

2.4. Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności.

Zasady rachunkowości

Wspólne ustalenia umowne

Wspólne ustalenie umowne obejmują:

- wspólne działania (opisane w **nocie 8.6**),
- wspólne przedsięwzięcia.

Grupa jako wspólnik **wspólnego przedsięwzięcia** w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym ujmuje swój udział we wspólnym przedsięwzięciu jako inwestycję i wycenia tę inwestycję przy użyciu metody praw własności.

Zgodnie z metodą praw własności, inwestycje ujmuje się początkowo według ceny nabycia, a następnie uwzględnia się udział Grupy w zmianach aktywów netto, jakie wystąpiły od dnia objęcia spółkontroli do dnia bilansowego, pomniejszonych o utratę wartości. Straty jednostek współzależnych przekraczające wartość udziału Grupy nie są rozpoznawane. Niezrealizowane zyski i straty wynikające z transakcji pomiędzy Grupą a jednostką współzależną podlegają włączeniom konsolidacyjnym zgodnie z udziałem Grupy w kapitałach jednostki współzależnej.

Istotne szacunki

Utrata wartości inwestycji we wspólnym przedsięwzięciu SGT EUROPOL GAZ S.A.

Jednostka Dominująca przeprowadza na koniec każdego okresu sprawozdawczego analizę pod kątem utraty wartości inwestycji w SGT EUROPOL GAZ S.A. (jednostka współzależna wyceniana metodą praw własności) ustalając wartość użytkową metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych. Wycena została sporządzona zgodnie z postanowieniami Protokołu Międzyrządowego z dnia 29 października 2010 roku, które zawierają oczekiwany wynik netto spółki.

Wartość spółki ustalona przy zastosowaniu metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych na ten sam dzień kształtuje się na poziomie 840 mln zł.

Do wycień przyjęto, że wynik SGT EUROPOL GAZ S.A. (EUROPOL GAZ) w latach 2011 – 2021 będzie wynosił 21 mln zł rocznie. Zdyskontowane przepływy obejmują wszystkie przepływy gotówkowe generowane przez EUROPOL GAZ, w tym również przepływy związane z obsługą oprocentowanych obcych źródeł finansowania (koszty odsetkowe oraz spłatę kapitału kredytów i pożyczek) oraz inne znane emitentowi ryzyka. Przepływy pieniężne zdyskontowano stopą 7,69% w ujęciu realnym.

W związku z tym, że na koniec 2017 roku, wynik wyceny metodą praw własności udziałów w spółce EUROPOL GAZ przez Jednostkę Dominującą wyniósł 805 mln zł, w bieżącym okresie sprawozdawczym dokonano odwrócenia odpisu z tytułu o kwotę 35 mln zł, zrównującego wycenę metodą praw własności do wyceny wynikającej z zastosowania wyceny metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych.

Wynik przeprowadzonego testu na utratę wartości charakteryzuje się wrażliwością na przyjęte założenia dotyczące przyszłych przepływów pieniężnych (uzależnionych od realizacji przez spółkę postanowień Protokołu Międzyrządowego w zakresie osiąganego

wyniku netto w kolejnych latach) oraz stopy dyskontowej. Zmiany założeń wynikające z aktualizacji prognoz finansowych spółki oraz zmiany stopy dyskontowej wynikające z uwarunkowań zewnętrznych, jak i z działalności samego podmiotu, mogą istotnie wpłynąć na wartość spółki w przyszłości.

2.4.1. Istotne ograniczenia co do możliwości transferu środków do Grupy z tytułu udziałów we wspólnych przedsięwzięciach

Polska Grupa Górnicza S.A.

Obowiązująca spółkę Polska Grupa Górnicza S.A. (PGG) umowa programu emisji obligacji zezwala na dokonywanie wypłat z tytułu dywidendy tylko wtedy, gdy spełnione są łącznie następujące warunki:

- za okres, za który ma być wypłacona dywidenda, nastąpi wcześniejszy wykup części obligacji z poszczególnych transz;
- nie ma naruszenia założonych wskaźników: dług netto/EBITDA pomniejszonego o odtworzeniowe nakłady inwestycyjne (za ostatni kwartał), DSCR (stosunek środków pieniężnych dostępnych do obsługi zadłużenia do wymagalnego zadłużenia – za ostatni roczny okres) i wskaźnika przyszłych wpływów (za ostatni kwartał);
- płatność nie spowoduje naruszenia prognozowanych wskaźników do dnia wykupu obligacji;
- dywidenda zostanie wypłacona wspólnikom oraz obligatariuszom obligacji partycypacyjnych w proporcji wskazanej w warunkach emisji obligacji partycypacyjnych.

Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. (ECSW)

Budowa bloku w ECSW finansowana jest przez Sponsorów inwestycji (PGNiG oraz Tauron PE). Obecnie projekt budowy ECSW jest w trakcie realizacji. W dniu 8 marca 2018 spółka Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. podpisała umowę pożyczki z Bankiem Gospodarstwa Krajowego oraz PGNiG. Na mocy zawartej umowy BGK oraz PGNiG udzielił spółce pożyczki w kwocie po 450 mln zł każdy, z przeznaczeniem na refinansowanie długu oraz na pokrycie dalszych wydatków inwestycyjnych.

SGT EUROPOL GAZ S.A.

W bieżącym okresie sprawozdawczym w spółce SGTEUROPOL GAZ nie istniały ograniczenia co do wypłaty dywidendy lub spłaty pożyczek lub zaliczek wypłaconych przez jednostkę.

Poniżej przedstawiono informacje finansowe dotyczące jednostek wycenianych metodą praw własności.

	2017				2016		
	Wspólne przedsięwzięcie				Wspólne przedsięwzięcie		
	SGT EUROPOL GAZ S.A.	Polska Grupa Górnicza S.A.	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	GK Polimex-Mostostal S.A.	SGT EUROPOL GAZ S.A.	Polska Grupa Górnicza S.A.	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.
Stan na początek okresu	840	389	-	-	840	-	-
Nabycie udziałów	-	266	-	81	-	444	-
Włączenie do konsolidacji	-	-	-	-	-	-	21
Zmiany ujęte w wyniku z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności, w tym:							
Udział w wyniku finansowym	(33)	19	(3)	10	64	(55)	(47)
Eliminacja zysków niezrealizowanych pomiędzy Grupą a wspólnym przedsięwzięciem	(2)	(1)	-	-	(2)	2	-
Odwroćenie ujemnej wartości udziałów wycenianych metodą praw własności	-	-	3	-	-	-	26
Odpis z tytułu utraty wartości	35	-	-	-	(62)	-	-
Zmiany ujęte w innych całkowitych dochodach z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności.	-	1	-	(4)	-	(2)	-
Stan na koniec okresu	840	674	-	87	840	389	-

Poniżej przedstawiono informacje dotyczące istotnych jednostek wycenionych metodą praw własności.

	2017			2016	
	SGT EUROPOL GAZ S.A. ¹	Polska Grupa Górnicza S.A. ²	GK Polimex-Mostostal S.A. ³	SGT EUROPOL GAZ S.A. ¹	Polska Grupa Górnicza S.A. ²
Udział Grupy PGNiG w kapitale spółki	51,18%	19,63%	16,48%	51,18%	16,63%
Podstawowa działalność	Przesył gazu	Wydobycie węgla	Budownictwo	Przesył gazu	Wydobycie węgla
Podstawowe dane finansowe⁴					
Aktywa trwałe	1 964	9 074	926	2 201	6 277
Aktywa obrotowe	1 973	1 876	1 586	2 125	1 008
w tym: środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 752	788	563	1 900	310
Zobowiązania długoterminowe	19	4 167	714	198	2 442
w tym: długoterminowe zobowiązania finansowe	1	2 280	400	115	1 148
Zobowiązania krótkoterminowe	184	3 409	954	322	2 516
w tym: krótkoterminowe zobowiązania finansowe	123	151	25	229	92
Aktywa netto	3 734	3 374	844	3 806	2 327
Przychody ze sprzedaży	899	8 236	2 069	1 120	3 828
Amortyzacja	287	1 717	26	281	910
Dochody z tytułu odsetek	27	19	9	23	9
Koszty odsetek	11	98	24	18	48
Podatek dochodowy	(22)	(67)	(18)	29	55
Zysk/(Strata) netto	(72)	86	39	117	(332)
Pozostałe całkowite dochody	-	4	20	-	(11)
Wartość inwestycji					
Udział w aktywach netto	1 911	662	139	1 948	387
Dostosowanie do zasad rachunkowości Grupy	(47)	-	(69)	(51)	-
Eliminacja zysków niezrealizowanych pomiędzy Grupą a wspólnym przedsięwzięciem	(184)	1	-	(182)	2
Wartość firmy	6	11	17	6	-
Odpis wartości firmy	(6)	-	-	(6)	-
Odpis z tytułu utraty wartości	(840)	-	-	(875)	-
Wartość inwestycji w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej	840	674	87	840	389

1. Uchwały Walnego Zgromadzenia podejmowane są większością 3/4 (trzech czwartych) głosów obecnych na Walnym Zgromadzeniu. Uchwały mogą być podejmowane, jeśli w Walnym Zgromadzeniu uczestniczą wszyscy akcjonariusze-założyciele, z których każdy posiada nie mniej niż 30% akcji.
2. Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A., która ma prawo do powołania jednego członka Rady Nadzorczej oraz możliwość blokowania istotnych decyzji.
3. Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Technologie S.A., która zgodnie z porozumieniem dotyczącym inwestycji w Polimex zakłada m.in. uzgadnianie, w drodze głosowania, wspólnego stanowiska przy podejmowaniu kluczowych decyzji będących w gestii Zgromadzenia Wspólników i Rady Nadzorczej Polimex-Mostostal S.A., w tym ustalanie składu osobowego Zarządu spółki.
4. Dane finansowe dla GK Polimex-Mostostal S.A. za 11 miesięcy 2017 roku.

3. Noty objaśniające do rachunku zysków i strat

3.1. Przychody ze sprzedaży

Zasady rachunkowości

Przychody ze sprzedaży

Grupa generuje przychody przede wszystkim z obrotu gazem ziemnym wysokometanowym i zaazotowanym, produkcji i sprzedaży energii elektrycznej oraz ciepła oraz sprzedaży wydobytej ropy naftowej.

Przedmiotem działania Grupy jest również świadczenie usług, takich jak dystrybucja paliw gazowych, magazynowanie paliw gazowych, usługi geofizyczne – geologiczne, usługi przyłączeniowe, wiertnicze, serwisowe, wynajem nieruchomości i inne.

Grupa ponadto osiąga przychody z umów o usługę budowlaną.

Przychody ze sprzedaży wykazywane są w wartości godziwej otrzymanej bądź należnej zapłaty, po pomniejszeniu o rabaty, podatki związane ze sprzedażą (VAT, podatek akcyzowy) oraz inne obciążenia.

Istotne szacunki

Szacowanie sprzedaży gazu

W celu prawidłowego zaliczenia przychodów ze sprzedaży gazu do właściwego okresu sprawozdawczego, na koniec okresu sprawozdawczego dokonywane są szacunki ilości i wartości gazu dostarczonego, a niezafakturowanego do odbiorców indywidualnych.

Wartość gazu dostarczonego do odbiorców indywidualnych, a niezafakturowanego szacuje się w oparciu o dotychczasową charakterystykę odbioru w porównywalnych okresach sprawozdawczych. Wartość sprzedaży szacowanej gazu określana jest jako iloczyn ilości przypisanych do poszczególnych grup taryfowych oraz stawek określonych w obowiązującej taryfie. Istnieje ryzyko, że ostateczne rzeczywiste wielkości sprzedaży paliwa gazowego mogą się różnić od wartości szacowanych. Może to skutkować uznaniem wyniku finansowego za dany okres wartością części szacowanej sprzedaży, która nie zostanie zrealizowana.

Na koniec 2017 roku w przychodach ze sprzedaży gazu ujęto kwotę szacunków w wysokości 25 mln zł (korekta zmniejszająca wartość przychodów zafakturowanych), natomiast przychody ze sprzedaży gazu za rok 2016 zostały powiększone o kwotę 103 mln zł w stosunku do wartości zafakturowanych.

Przychody ze sprzedaży ropy naftowej

W przypadku sprzedaży ropy naftowej wydobywanej na norweskim szelfie kontynentalnym, gdzie Grupa posiada współdział w poszczególnych licencjach z innymi udziałowcami, przychód ze sprzedaży ropy naftowej rozpoznawany jest na podstawie wydobytych i sprzedanych klientom wolumenów produktu. Wolumen sprzedanej dla klientów ropy naftowej może się jednak różnić od wolumenów produktu, która w danym okresie przypada na Grupę jako udziałowca w danej licencji. Jeżeli wolumen produkcji przekracza wolumen sprzedaży, w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym rozpoznaje się aktywo (underlift), natomiast gdy wolumen sprzedanej ropy przekracza w danym okresie sprawozdawczym wolumen produkcji przypadającej na Grupę, w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym rozpoznaje się zobowiązanie (overlift).

Zarówno na koniec 2017, jak i 2016 roku wartość sprzedanej ropy naftowej była niższa niż udział Grupy w produkcji, więc w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej za 2017 rok ujęto z tego tytułu aktywo w pozycji „Należności” w wysokości 67 mln zł (7 mln zł w 2016 roku).

Przychody ze sprzedaży usług budowlanych

W przypadku, gdy wynik umowy o usługę budowlaną może być wiarygodnie oszacowany, przychody i koszty związane z umową rozpoznawane są w odniesieniu do stopnia zaawansowania realizacji umowy na koniec okresu sprawozdawczego.

W przypadku, kiedy nie można w wiarygodny sposób oszacować wyniku umowy, wówczas przychody ujmuje się wyłącznie do wysokości poniesionych kosztów umowy, dla których istnieje prawdopodobieństwo ich odzyskania.

	2017			2016		
	Sprzedaż w Polsce	Sprzedaż poza Polską*	Razem	Sprzedaż w Polsce	Sprzedaż poza Polską*	Razem
Przychody ze sprzedaży gazu, w tym:	26 026	2 587	28 613	24 323	2 106	26 429
Gaz wysokometanowy	24 452	2 485	26 937	22 707	2 095	24 802
Gaz zaazotowany	1 401	102	1 503	1 348	11	1 359
Gaz LNG	74	-	74	185	-	185
Gaz CNG	33	-	33	34	-	34
Gaz propan butan	66	-	66	49	-	49
Przychody ze sprzedaży pozostałe, w tym:	4 974	2 270	7 244	4 946	1 821	6 767
Ropa naftowa łącznie z gazoliną	854	919	1 773	646	875	1 521
Gaz NGL	-	90	90	-	86	86
Sprzedaż ciepła	1 348	-	1 348	1 264	-	1 264
Sprzedaż energii elektrycznej	1 161	863	2 024	1 410	442	1 852
Przychody ze sprzedaży usług:						
- wiertniczo-serwisowych	34	125	159	45	167	212
- geofizyczno-geologicznych	28	171	199	50	167	217
- budowlano-montażowych	99	-	99	90	-	90
- dystrybucji	852	-	852	762	-	762
- opłaty przyłączeniowej	147	-	147	130	-	130
- pozostałych	242	27	269	208	11	219
Inne	209	75	284	341	73	414
Razem przychody	31 000	4 857	35 857	29 269	3 927	33 196

*Według kraju kontrahenta

Grupa nie posiada zewnętrznych, pojedynczych klientów, od których przychody z tytułu sprzedaży stanowiłyby 10% lub więcej łącznych przychodów Grupy.

Grupa sprzedaje za granicą głównie do klientów w Niemczech (42% sprzedaży poza Polską), Holandii, Wielkiej Brytanii oraz na Ukrainie i w Szwajcarii.

	2017	2016
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się w Polsce	29 756	29 734
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się poza Polską*	3 967	4 513
Razem	33 723	34 247
Udział % aktywów poza Polską w aktywach ogółem	11,76%	13,18%
* W tym PGNiG Upstream Norway AS (PUN)	3 305	3 929



3.2. Koszty operacyjne

Zasady rachunkowości

Koszt sprzedanego gazu

W pozycji tej ujmowany jest koszt związany z zakupem gazu na giełdach gazu oraz od kontrahentów. Koszt zakupu gazu ujmowany jest wraz z uzasadnioną częścią kosztów opłat systemowych i transakcyjnych, kosztów wydobycia ze źródeł krajowych, kosztów odazotowania i kosztów regazyfikacji. Szczegóły dotyczące wyceny tych pozycji opisano w **nocie 6.2.1**.

Zużycie surowców i materiałów

W pozycji ujmowane są koszty związane ze zużyciem na cele działalności podstawowej, w szczególności paliwa do produkcji energii i ciepła. Istotną pozycję w tej grupie kosztów stanowią również koszty energii elektrycznej przeznaczonej na cele handlowe.

Świadczenia pracownicze

Koszty z tytułu świadczeń pracowniczych obejmują w szczególności wynagrodzenia i składki na ubezpieczenia społeczne. Szczegóły dotyczące świadczeń pracowniczych opisano w **nocie 6.3.1**.

Usługi przesyłowe

Usługi przesyłowe związane są z ponoszeniem przez Grupę kosztów z tytułu przesyłu paliw gazowych oraz ciepła.

Pozostałe usługi

Do pozostałych usług Grupa zalicza koszty z tytułu usług obcych wykonywanych na rzecz działalności podstawowej spółek z Grupy innych niż usługi przesyłowe. Są to w szczególności:

- Usługi regazyfikacji, polegające na przywróceniu gazu z postaci skroplonej ponownie do postaci gazowej, poprzez ogrzanie skroplonego surowca;
- Usługi remontowe i budowlane oraz związane z remontami maszyn i urządzeń produkcyjnych, w szczególności urządzeń związanych z produkcją ciepła;
- Usługi eksploatacji zasobów mineralnych, związane z prowadzoną działalnością wydobycia węglowodorów;
- Usługi wynajmu (głównie wynajem nieruchomości).

Podatki i opłaty

Pozycja obejmuje w szczególności koszty ponoszone przez Grupę z tytułu podatków od nieruchomości i opłaty za wieczyste użytkowanie gruntów.

Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenia

Szczegóły dotyczące utraty wartości aktywów niefinansowych opisano w **nocie 6.1.3**

Amortyzacja

W pozycji tej Grupa ujmuje koszty naliczonych odpisów amortyzacyjnych rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych, naliczanych zgodnie z przyjętymi stawkami amortyzacyjnymi (szczegóły opisano odpowiednio w **notach 6.1.1** i **6.1.2**).

	2017	2016
Koszt sprzedanego gazu	(20 127)	(18 320)
Paliwo gazowe	(20 115)	(17 624)
Koszt transakcji zabezpieczających ceny gazu	(12)	(696)
Zużycie innych surowców i materiałów	(2 586)	(2 427)
Paliwa do produkcji energii i ciepła	(741)	(715)
Energia elektryczna na cele handlowe	(1 328)	(1 190)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(517)	(522)
Świadczenia pracownicze	(2 696)	(2 573)
Wynagrodzenia	(2 018)	(1 910)
Składki na ubezpieczenie społeczne	(436)	(403)
Koszty długoterminowych świadczeń pracowniczych	(46)	(40)
Pozostałe świadczenia pracownicze	(196)	(220)
Usługi przesyłowe	(1 144)	(1 106)
Pozostałe usługi	(1 749)	(1 412)
Usługi regazyfikacji	(352)	(172)
Usługi remontowe i budowlane	(217)	(203)
Usługi eksploatacji zasobów mineralnych	(191)	(165)
Usługi wynajmu	(102)	(98)
Pozostałe usługi	(887)	(774)
Podatki i opłaty	(793)	(765)
Odpisy na rzeczowy majątek trwały i wartości niematerialne oraz ich odwrócenie	(833)	(1 155)
Koszt spisanych aktywów dotyczących poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(400)	(319)
Odpisy rzeczowych aktywów trwałych	(430)	(825)
Odpisy wartości niematerialnych	(3)	(11)
Amortyzacja	(2 669)	(2 614)
Razem	(32 597)	(30 372)

3.3. Pozostałe przychody i koszty operacyjne

	2017	2016
Przychody z tyt. odszkodowań, kar, grzywien	60	45
Różnice kursowe dotyczące działalności operacyjnej	(122)	128
Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych	137	(165)
Zmiana stanu odpisów na zapasy	(68)	182
Zmiana stanu odpisów na należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	(1)	(20)
Zmiana stanu rezerwy na koszty likwidacji odwiertów	(9)	(14)
Zmiana stanu rezerwy na świadectwa pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej	(147)	(112)
Zmiana stanu pozostałych rezerw	(91)	(2)
Inne przychody i koszty operacyjne	(101)	(374)
Razem pozostałe przychody i koszty operacyjne	(342)	(332)

3.4. Koszty finansowe netto

	2017	2016
Odsetki od zadłużenia (w tym, prowizje od zaciągniętego długu)	(81)	(209)
Różnice kursowe	46	(26)
Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	(44)	59
Pozostałe koszty finansowe netto	63	100
Razem koszty finansowe netto	(16)	(76)

3.5. Dywidendy wypłacone i zaproponowane do wypłaty

	2017	2016
Dywidendy zadeklarowane i wypłacone w okresie		
Wypłacona dywidenda na jedną akcję (w złotych)	0,20	0,18
Liczba akcji (szt.)	5 778	5 778
Wartość wypłaconej dywidendy	1 156	1 062
dywidenda dla akcjonariuszy jednostki dominującej	1 156	1 062
dywidenda dla akcjonariuszy mniejszościowych	-	-



4. Noty objaśniające dotyczące opodatkowania

4.1. Podatek dochodowy

Zasady rachunkowości

Na obowiązkowe obciążenia wyniku finansowego składają się: bieżący podatek dochodowy od osób prawnych (CIT) oraz podatek odroczony. Podatek odroczony jest obliczany przy zastosowaniu metody bilansowej, od różnic przejściowych pomiędzy wartością księgową aktywów i zobowiązań a ich wartością podatkową, z wyjątkiem różnic przejściowych wynikających z początkowego ujęcia składnika aktywów lub zobowiązań w transakcji innej niż połączenia przedsięwzięć, które w momencie powstania nie wpłynęły ani na wynik finansowy ani na wynik podatkowy.

Podatek odroczony jest wyliczany przy zastosowaniu stawek podatkowych, które według przewidywań będą obowiązywać w momencie, gdy wartości księgowe aktywów i zobowiązań zostaną zrealizowane.

Aktywo z tytułu podatku odroczonego jest rozpoznawane do wysokości, w jakiej jest prawdopodobne, że będzie można pomniejszyć przyszłe zyski podatkowe o istniejące ujemne różnice przejściowe, straty podatkowe oraz ulgi podatkowe (więcej informacji dotyczących ulgi podatkowej można znaleźć w [nocie 4.1.1](#)).

Zobowiązania z tytułu odroczonego podatku dochodowego są ustalane od dodatnich różnic przejściowych związanych z inwestycją w jednostkach zależnych, wspólnych przedsięwzięciach i stowarzyszonych, z wyjątkiem sytuacji gdy spółka Grupy kontroluje terminy odwracania się różnic przejściowych i jest prawdopodobne, że w dającej się przewidzieć przyszłości różnice przejściowe nie odwrócą się.

Aktywa z tytułu podatku dochodowego oraz zobowiązania z tytułu podatku dochodowego są kompensowane wtedy, gdy Grupa:

- posiada możliwy do wyegzekwowania tytuł prawny do przeprowadzania kompensat aktywów z tytułu odroczonego podatku dochodowego ze zobowiązaniami z tytułu odroczonego podatku dochodowego oraz
- aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego i zobowiązania z tytułu odroczonego podatku dochodowego dotyczą podatku dochodowego nałożonego przez tę samą władzę podatkową na tego samego podatnika.

Bieżący i odroczony podatek ujmowany jest w rachunku zysków i strat, z wyjątkiem podatków wynikających z transakcji lub zdarzeń, które są ujmowane w innych całkowitych dochodach lub bezpośrednio w kapitale własnym (podatek odroczony jest wówczas ujmowany w pozostałych całkowitych dochodach lub bezpośrednio w kapitałach własnych).

Grupa podatkowa

PGNiG S.A. jest spółką reprezentującą Podatkową Grupę Kapitałową (PGK) PGNiG, która rozpoczęła działalność z dniem 1 kwietnia 2014 roku. Na podstawie umowy z 2014 roku PGK obowiązywała do 31 grudnia 2016 roku. 19 września 2016 roku podpisana została kolejna umowa o utworzeniu PGK, która będzie funkcjonowała 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, która obejmowała: PGNiG S.A., PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., Polską Spółkę 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. oraz 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.

4.1.1. Podatek dochodowy wykazany w rachunku zysków i strat

Uzgodnienie efektywnej stawki podatku	2017	2016
Zysk przed opodatkowaniem	3 922	3 210
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej obowiązującej w Polsce (19%)	(745)	(610)
Różnice w stawkach podatkowych spółek Grupy (34%-78% dla Norwegii, 33% dla Niemiec, 20-31 % dla pozostałych)	(237)	(135)
Ujemne różnice przejściowe, od których nie ujęto podatku odroczonego	(19)	(116)
Podatek dochodowy wykazywany w rachunku zysków i strat	(1 001)	(861)
W tym:		
Bieżący podatek dochodowy	(804)	(712)
Odroczony podatek dochodowy	(197)	(149)
Efektywna stopa podatkowa	26%	27%

Nota 4.1.2.

W przypadku PGNiG Upstream Norway AS (PUN), stopa podatkowa wynosi 78% podstawy opodatkowania. Działalność PUN na norweskim szelfie kontynentalnym w 2017 roku podlegała opodatkowaniu w ramach dwóch równoległych systemów podatkowych:

- system podatku dochodowego (stawka podatku 24%; 25% w 2016 roku);
- system podatku naftowego (dodatkowa stawka podatku 54%; 53% w 2016 roku).

Tak wysoka stopa podatkowa w Norwegii związana jest z szeregiem ulg inwestycyjnych i dodatkowych odliczeń, takich jak:

- możliwość zastosowania wysokich stawek amortyzacji (roczna stawka amortyzacji wynosi 16,67%) i rozpoczęcia okresu amortyzacji natychmiast po poniesieniu nakładów inwestycyjnych. W roku, w którym poniesiono nakłady, spółce przysługuje prawo do pełnej rocznej amortyzacji, niezależnie od daty poniesienia wydatku;
- możliwość zastosowania w ramach reżimu podatku naftowego ulgi inwestycyjnej w wysokości 5,% rocznie przez okres czterech lat. Ulga dotyczy nakładów inwestycyjnych na norweskim szelfie kontynentalnym (z wyjątkiem kosztów poszukiwań) i wynosi 22% wydatków, które podlegają amortyzacji (5,% przez 4 lata). Ulga ta jest odejmowana wyłącznie od podstawy opodatkowania podatkiem naftowym (stawka 54%; 53% w 2016 roku) i nie dotyczy podatku dochodowego. Jeżeli wartość ulgi przekracza wysokość dochodu w danym roku, może być ona realizowana w kolejnych latach;
- możliwość odjęcia od przychodów całości wydatków na poszukiwania złoża. W sytuacji, gdy spółka nie uzyskuje dochodu, od którego może odliczyć koszty poszukiwań, przysługuje jej prawo do zwrotu 78% kosztów poszukiwań. Zwrot ma formę pieniężną i jest realizowany do końca kolejnego roku po roku objętym zeznaniem podatkowym;
- możliwość odliczenia kosztów finansowych w obu systemach podatkowych.

Norweski system podatkowy zezwala na rozliczanie strat bez ograniczeń czasowych, a dodatkowo przewiduje oprocentowanie dla strat przenoszonych na następne lata. Stopa oprocentowania takich strat jest kalkulowana jako stopa wolna od ryzyka, po uwzględnieniu podatku dochodowego (24%; 25% w 2016 roku). Straty podatkowe poniesione przez PUN we wcześniejszych latach (do roku 2012), powiększone o oprocentowanie, obniżają wysokość podatku bieżącego. W związku z powyższym przez cały okres od powstania PUN do końca 2017 roku spółka nie płaciła w Norwegii podatku dochodowego.

Rozrachunki z tytułu podatku bieżącego	2017	2016
Stan na początek okresu (należności i zobowiązania netto)	(142)	(46)
Podatek dochodowy ujęty w wyniku netto bieżącego okresu	(804)	(712)
Podatek zapłacony w okresie	755	611
Pozostałe zmiany	12	5
Stan na koniec okresu (należności i zobowiązania netto)	(179)	(142)
w tym:		
- stan należności	38	38
- stan zobowiązań	(217)	(180)

4.1.2. Odroczoney podatek dochodowy

	UZNAНИЕ/(OBCIĄŻENIE)						UZNAНИЕ/(OBCIĄŻENIE)				
	1 stycznia 2016	Wynik finansowy	Pozostałe całkowite dochody	Różnice kursowe z przeliczenia	Pozostałe zmiany	31 grudnia 2016	Wynik finansowy	Pozostałe całkowite dochody	Różnice kursowe z przeliczenia	Pozostałe zmiany	31 grudnia 2017
Aktywa z tytułu podatku odroczonego											
Zobowiązania z tyt. świadczeń pracowniczych	115	5	8	-	4	132	-	2	-	-	134
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	127	10	-	-	-	137	14	-	-	-	151
Pozostałe rezerwy	178	(71)	(3)	-	3	107	19	2	3	(1)	130
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	289	(73)	-	26	-	242	(187)	-	(19)	-	36
Wycena instrumentów pochodnych	274	(140)	-	4	-	138	(5)	-	(7)	-	126
Utrata wartości aktywów rzeczowych aktywów trwałych	203	38	-	-	(1)	240	(49)	-	-	-	191
Strata podatkowa	217	(120)	-	16	-	113	(74)	-	(7)	-	32
Pozostałe	172	(47)	-	-	47	172	27	1	-	1	201
Razem	1 575	(398)	5	46	53	1 281	(255)	5	(30)	-	1 001
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego											
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	2 829	(965)	-	84	6	1 954	(91)	-	(31)	-	1 832
Wycena pochodnych instrumentów finansowych	181	(144)	149	4	-	190	(14)	(14)	(7)	-	155
Pozostałe	80	860	-	27	2	969	47	-	(123)	(1)	892
Razem	3 090	(249)	149	115	8	3 113	(58)	(14)	(161)	(1)	2 879
Kompensata aktywów i zobowiązań	(1 533)					(1 181)					(860)
Stan po kompensacie											
Aktywa	42	(398)				100	(255)				141
Zobowiązania	1 557	(249)				1 932	(58)				2 019
Wpływ netto zmian w okresie		(149)	(144)	(69)	45		(197)	19	131	1	

5. Noty objaśniające do sprawozdania z przepływów pieniężnych oraz informacje dotyczące zadłużenia

5.1. Uzgodnienie zadłużenia

Zasady rachunkowości

Poprzez **zadłużenie netto** Grupa rozumie sumę posiadanych kredytów bankowych (zarówno krótko jak i długoterminowych), dłużnych papierów wartościowych oraz zobowiązań z tytułu leasingu oraz pożyczek, pomniejszoną o środki pieniężne i ich ekwiwalenty oraz środki pieniężne prezentowane jako aktywa długoterminowe. Jako wskaźnik zadłużenia, Grupa prezentuje stosunek zadłużenia netto do EBITDA.

Zadłużenie netto	2017	2016	
Kredyty bankowe	945	1 180	
Dłużne papiery wartościowe	-	143	
Pozostałe	6	23	
Razem zobowiązania z tytułu zadłużenia długoterminowego	951	1 346	
Kredyty bankowe	140	143	
Dłużne papiery wartościowe	1 898	4 841	
Pozostałe	17	22	
Razem zobowiązania z tytułu zadłużenia krótkoterminowego	2 055	5 006	
Razem zadłużenie	3 006	6 352	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 578	5 829	Nota 5.4.
Zadłużenie netto	428	523	
EBITDA	6 579	5 974	Nota 2.2.
Zadłużenie netto / EBITDA	0,07	0,09	

Zmiany zadłużenia	Kredyty bankowe	Dłużne papiery wartościowe	Pozostałe	Razem
Stan na 1 stycznia 2016	1 524	4 772	86	6 382
Wpływy z tytułu zaciągniętego zadłużenia	317	147	-	464
otrzymane finansowanie	304	147	-	451
koszty transakcyjne	13	-	-	13
Naliczenie odsetek	67	17	4	88
Płatności z tytułu zadłużenia	(554)	(408)	(59)	(1 021)
spląty kapitału	(478)	(270)	(55)	(803)
odsetki zapłacone	(68)	(138)	(4)	(210)
provizje zapłacone	(8)	-	-	(8)
Różnice kursowe od zadłużenia w walutach obcych	(56)	261	(1)	204
Leasing finansowy	-	-	2	2
Zmiany w Grupie	25	195	13	233
Stan na 31 grudnia 2016	1 323	4 984	45	6 352
Wpływy z tytułu zaciągniętego zadłużenia	333	1 897	-	2 230
otrzymane finansowanie	322	1 896	-	2 218
koszty transakcyjne	11	1	-	12
Naliczenie odsetek	52	33	(3)	82
Płatności z tytułu zadłużenia	(502)	(4 891)	(14)	(5 407)
spląty kapitału	(440)	(4 782)	(18)	(5 240)
odsetki zapłacone	(52)	(109)	4	(157)
provizje zapłacone	(10)	-	-	(10)
Różnice kursowe od zadłużenia w walutach obcych	(121)	(125)	(8)	(254)
Leasing finansowy	-	-	3	3
Stan na 31 grudnia 2017	1 085	1 898	23	3 006

5.2. Zobowiązania z tytułu zadłużenia

Zasady rachunkowości

Zobowiązania z tytułu zadłużenia posiadane przez Grupę składają się z trzech głównych kategorii: kredytów bankowych, dłużnych papierów wartościowych oraz pozostałych (głównie zobowiązania z tytułu leasingu finansowego oraz pożyczki). Wszystkie grupy zobowiązań w momencie początkowego ujęcia wycenia się w wartości godziwej, pomniejszonej o koszty transakcyjne. Na dzień bilansowy te składniki zobowiązań z tytułu zadłużenia wyceniane są według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem efektywnej stopy procentowej.

2017	W walucie funkcjonalnej PLN	W walucie obcej	
		EUR	USD
Kredyty bankowe	274	539	272
Dłużne papiery wartościowe	1 898	-	-
Pozostałe	7	-	16
Razem, w tym:	2 179	539	288
Zmiennoprocentowe	277	539	288
Stałoprocentowe	1 902	-	-

2016	W walucie funkcjonalnej PLN	W walucie obcej	
		EUR	USD
Kredyty bankowe	36	715	572
Dłużne papiery wartościowe	2 698	2 286	-
Pozostałe	9	-	36
Razem, w tym:	2 743	3 001	608
Zmiennoprocentowe	2 739	715	608
Stałoprocentowe	4	2 286	-

Podstawą naliczania oprocentowania zadłużenia zmiennoprocentowego denominowanego w PLN jest WIBOR 1M, WIBOR 3M lub WIBOR 6M; zadłużenia w USD LIBOR 1M i LIBOR 3M; zadłużenia w EUR: EONIA, EURIBOR 1M oraz EURIBOR 3M. Oprocentowanie stałe dotyczy wyłącznie dłużnych papierów wartościowych denominowanych w PLN.

Z posiadanym przez Grupę zadłużeniem związane jest ryzyko zmiany stopy procentowej, ryzyko walutowe oraz ryzyko płynności. Dalsze informacje na temat tych ryzyk zostały przedstawione w [nocie 7.3](#).



Grupa w bieżącym okresie realizowała programy emisji dłużnych papierów wartościowych:

Data zawarcia umowy emisji	Termin obowiązywania umowy	Przedmiot umowy	Banki będące stroną emisji na dzień bilansowy	Limit emisji	wykorzystany limit (%) na 31 grudnia 2017	Zadłużenie z tytułu emisji (mld PLN)	
						2017	2016
Spółka uprawniona do emisji: PGNiG S.A.							
10 czerwca 2010 r.	31 lipca 2020 r.	Program emisji obligacji dyskontowych lub kuponowych z terminem zapadalności od 1 do 12 miesięcy	Bank Pekao S.A., ING Bank Śląski S.A., PKO BP S.A., Bank Handlowy w Warszawie S.A., Societe Generale S.A., BNP Paribas S.A. Oddział w Polsce, mBank S.A. oraz Bank Zachodni WBK S.A.	7 mld PLN	27,1%	1,9	-
22 maja 2012 r.	22 maja 2017 r.	Program emisji obligacji	Bank Pekao S.A. oraz ING Bank Śląski S.A.	4,5 mld PLN	-	-	2,5
2 października 2014 r.	30 września 2024 r.	Program emisji obligacji z terminem wykupu równym co najmniej 12 miesięcy ¹	Bank Gospodarstwa Krajowego	1 mld PLN	-	-	-
21 grudnia 2017 r.	21 grudnia 2022 r.	Program emisji obligacji	Bank Pekao S.A., ING Bank Śląski S.A., Bank Handlowy w Warszawie S.A., BGŻ BNP Paribas S.A.	5 mld PLN	-	-	-
Spółki uprawnione do emisji: PGNiG S.A. i PGNiG Finance AB i likwidation							
25 sierpnia 2011 r.	14 lutego 2017 r.	Program emisji średnioterminowych euroobligacji (obligacje z terminem zapadalności do 10 lat)	Societe Generale S.A., BGŻ BNP Paribas S.A. oraz Unicredit Bank AG	1,2 mld EUR	-	-	2, 2
Spółka uprawniona do emisji: PGNiG TERMIKA S.A.							
4 lipca 2012 r.	21 grudnia 2017 r. ²	Program emisji obligacji kuponowych lub dyskontowych	ING Bank Śląski S.A., PKO Bank Polski S.A., Nordea Bank Polska S.A. oraz Bank Zachodni WBK S.A.	1,5 mld PLN	-	-	-
Spółka uprawniona do emisji: PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa (d.Spółka Energetyczna „Jastrzębie” S.A.)							
17 października 2013 r.	31 sierpnia 2017 r. ³	Program emisji obligacji	Bank Gospodarstwa Krajowego, Alior Bank S.A.	0,42 mld PLN	-	-	0,2

1. Zgodnie z zapisami umowy, celem emisji obligacji mogą być wyłącznie wydatki inwestycyjne związane m.in. z utrzymaniem zdolności wydobywczych, dywersyfikacją źródeł dostaw gazu, działalnością związaną z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, budową sektora energetycznego oraz rozpoczętymi projektami związanymi z budową infrastruktury magazynowej.

2. W dniu 21 grudnia 2017 roku w związku z niedopasowaniem programu inwestycyjnego z Programem Emisji Obligacji PGNiG TERMIKA S.A. zawarła porozumienia rozwiązujące Program Emisji Obligacji do kwoty 1 500 milionów PLN zawiany w dniu 4 lipca 2012 roku:

- Porozumienie do Umowy Gwarancyjnej oraz do Umowy Agencyjnej i Depozytowej, zawarte pomiędzy PGNiG TERMIKA SA, ING Bank Śląski S.A., PKO Bank Polski S.A. i Bank Zachodni WBK S.A., które rozwiązało w/w Umowy z dniem zawarcia Porozumienia, oraz
- Porozumienie do Umowy Podporządkowania, zawarte pomiędzy PGNiG TERMIKA SA, Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem S.A., ING Bank Śląski S.A., PKO Bank Polski S.A. i Bank Zachodni WBK S.A., które rozwiązało w/w Umowę z dniem zawarcia Porozumienia.

3. Dnia 31 sierpnia 2017 roku zostało zawarte porozumienie w sprawie rozwiązania Umowy Programu Emisji Obligacji oraz zwolnienia zabezpieczeń pomiędzy Bankiem Gospodarstwa Krajowego, Alior Bankiem S.A. oraz PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.

W dniu 14 lutego 2017 roku PGNiG Finance AB i likwidation dokonała terminowego wykupu 5-letnich euroobligacji o wartości nominalnej 500 mln EUR wraz z należnymi odsetkami. Wykup został zrealizowany ze środków własnych.

W dniu 19 czerwca 2017 roku PGNiG S.A. dokonała terminowego wykupu 5-letnich obligacji krajowych o wartości nominalnej 2,5 mld PLN wraz z należnymi odsetkami. Wykup został zrealizowany ze środków własnych, za pośrednictwem Krajowego Depozytu Papierów Wartościowych S.A.

W dniu 21 grudnia 2017 roku PGNiG S.A. podpisała umowę programu emisji obligacji do kwoty 5 mld PLN. Organizatorami emisji są: ING Bank Śląski S.A., Bank Polska Kasa Opieki S.A., Bank Handlowy w Warszawie S.A. oraz Bank BGŻ BNP Paribas S.A.

W bieżącym okresie oraz w okresie porównawczym Grupa terminowo spłacała zobowiązania z tytułu zaciągniętego zadłużenia. W okresie sprawozdawczym oraz do dnia zatwierdzenia sprawozdania finansowego do publikacji nie wystąpiły również żadne przypadki naruszeń istotnych postanowień umowy kredytu, dłużnych papierów wartościowych lub pożyczki, które mogłyby skutkować przyspieszeniem terminu wymagalności zobowiązań.

5.2.1. Wartość przyznanych i niewykorzystanych źródeł finansowania

	2017			2016		
	Przyznany limit	Wykorzystanie	Niewykorzystane	Przyznany limit	Wykorzystanie	Niewykorzystane
Linie kredytowe	1 598	(820)	778	2 064	(1 272)	792
Dłużne papiery wartościowe	13 000	(1 900)	11 100	19 723	(4 904)	14 819
Razem	14 598	(2 720)	11 878	21 787	(6 176)	15 611

5.3. Kapitał własny i polityka zarządzania kapitałem

Zasady rachunkowości

Kapitał akcyjny wykazywany jest według wartości nominalnej, w wysokości zgodnej ze statutem Jednostki Dominującej oraz wpisem do rejestru sądowego.

Kapitał zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej tworzony jest z nadwyżki ceny emisyjnej akcji powyżej ich wartości nominalnej (agio), a pozostałej po pokryciu kosztów tej emisji.

Na **skumulowane pozostałe całkowite dochody** składają się różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych, odnoszone na kapitał skutki stosowania rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych oraz zyski i straty aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych oraz wycena aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży.

Zyski zatrzymane stanowią sumę zysku roku bieżącego oraz zakumulowanych zysków z lat poprzednich, które nie zostały wypłacone w formie dywidendy, ale zostały przekazane na powiększenie kapitału zapasowego lub są niepodzielone.

Największym akcjonariuszem PGNiG S.A. jest Skarb Państwa, który posiadając na dzień 31 grudnia 2017 roku 71,88% akcji Spółki jest podmiotem kontrolującym Grupę. Szczegóły dotyczące struktury akcjonariatu przedstawiono w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG.

Na koniec 2017 roku na kapitał akcyjny Spółki składało się 5 778 314 857 akcji o wartości nominalnej 1 zł na jedną akcję.

Na koniec poprzedniego okresu sprawozdawczego na kapitał akcyjny składało się 5 778 mln akcji o wartości nominalnej 1 zł na jedną akcję a łączna wartość kapitału akcyjnego wynosiła 5 778 mln zł.

W bieżącym okresie sprawozdawczym Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. zdecydowało o wypłacie dywidendy w kwocie 1 156 mln zł (oznaczało to wypłatę dywidendy w wysokości 0,20 zł na akcję), odpowiednio w 2016 roku 1 062 mln zł (0,18 zł na akcję). Dywidenda za 2016 rok została zatwierdzona w dniu 28 czerwca 2017 roku, a dniem prawa do dywidendy był 19 lipca 2017 roku. Dywidenda została wypłacona 3 sierpnia 2017 roku.

Szczegółowe informacje na temat polityki dywidendowej przedstawiono w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG.

Głównym celem zarządzania kapitałem Grupy jest zapewnienie zdolności do kontynuowania działalności z uwzględnieniem realizacji planowanych inwestycji, przy jednoczesnym zwiększaniu wartości Grupy dla akcjonariuszy. Ponadto Grupa Kapitałowa PGNiG monitoruje zdolność do pokrycia swoich zobowiązań, stosując wskaźnik relacji długu netto do EBITDA.

5.4. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty

Zasady rachunkowości

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty obejmują środki pieniężne w banku i w kasie oraz krótkoterminowe aktywa finansowe o dużej płynności, o pierwotnym okresie zapadalności nieprzekraczającym trzech miesięcy, łatwo wymienne na określone kwoty środków pieniężnych oraz narażone na nieznaczne ryzyko zmiany wartości.

Wartości te w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych pomniejszone są o niespłacone kredyty w rachunkach bieżących.

	2017	2016
Środki pieniężne w kasie	1	1
Środki pieniężne na rachunku bankowym	1 066	875
Lokaty bankowe	907	4 593
Inne środki pieniężne	604	360
Razem	2 578	5 829
w tym środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	845	742

W ramach kategorii inne środki pieniężne Grupa wyróżnia posiadane bony (handlowe, skarbowe, NBP), certyfikaty depozytowe, środki pieniężne w drodze oraz czeki i weksle obce o terminie zapadalności poniżej 3 miesięcy.

Ze środkami pieniężnymi i ich ekwiwalentami wiąże się ryzyko kredytowe, ryzyko kursowe oraz stopy procentowej. Szczegółowe informacje na temat tych ryzyk przedstawiono w [nocie 7.3](#).

Wg agencji ratingowej

	2017	2016
Banki o ratingu A+ wg agencji Fitch	-	532
Banki o ratingu A wg agencji Fitch	38	1 289
Banki o ratingu A- wg agencji Fitch	802	2 314
Banki o ratingu A2 wg agencji Moody's	-	321
Banki o ratingu A3 wg agencji Moody's	7	-
Banki o ratingu B+ wg agencji Fitch	23	-
Banki o ratingu BB wg agencji Fitch	2	24
Banki o ratingu BB- wg agencji Fitch	-	16
Banki o ratingu BBB+ wg agencji Fitch	-	5
Banki o ratingu BBB wg agencji Fitch	35	92
Lokaty pieniężne w bankach razem	907	4 593



5.5. Pozostałe wyjaśnienia dotyczące skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych

5.5.1. Uzgodnienie zmian kapitału obrotowego do sprawozdania z przepływów pieniężnych

2017	Różnica wynikająca ze sprawozdania z sytuacji finansowej	Zmiana stanu rozrachunków z tytułu podatku bieżącego	Przeływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	Przeływy pieniężne netto z działalności finansowej	Zmiany w Grupie	Transakcje bezgotówkowe	Pozostałe	Przeływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (zmiana stanu kapitału obrotowego)
Zapasy	(238)	-	-	-	-	-	-	(238)
Należności	(1 493)	-	190	-	-	(93)	-	(1 396)
Pozostałe aktywa	(87)	-	181	(6)	-	(159)	-	(71)
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	70	(38)	(64)	-	-	47	-	15
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	37	-	-	-	-	24	-	61
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	33	-	(186)	-	-	76	-	(77)
Pozostałe rezerwy	61	-	-	-	-	(17)	-	44
Pozostałe zobowiązania	(7)	-	14	-	-	(121)	-	(114)
Kapitał obrotowy razem	(1 624)	(38)	135	(6)	-	(243)	-	(1 776)

2016	Różnica wynikająca ze sprawozdania z sytuacji finansowej	Zmiana stanu rozrachunków z tytułu podatku bieżącego	Przeływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	Przeływy pieniężne netto z działalności finansowej	Zmiany w Grupie	Transakcje bezgotówkowe	Pozostałe	Przeływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (zmiana stanu kapitału obrotowego)
Zapasy	(281)	-	-	-	16	-	-	(265)
Należności	(909)	31	149	-	131	17	-	(581)
Pozostałe aktywa	17	-	(4)	(5)	10	-	-	18
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	414	(127)	67	-	(105)	(15)	-	234
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	(18)	-	-	-	(31)	136	-	87
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	(13)	-	(62)	-	-	101	-	26
Pozostałe rezerwy	(101)	-	-	-	(8)	10	-	(99)
Pozostałe zobowiązania	178	-	(25)	-	(3)	(113)	-	37
Kapitał obrotowy razem	(713)	(96)	125	(5)	10	136	-	(543)

5.5.2. Pozostałe korekty niepieniężne do sprawozdania z przepływów pieniężnych

	2017	2016
Odsetki i dywidendy netto	27	27
Wynik na różnicach kursowych netto	(13)	208
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	(28)	74
Pochodne instrumenty finansowe	(40)	71
Spisane nakłady inwestycyjne na niefinansowe aktywa trwałe	399	322
Nabycie uprawnień do emisji CO ₂	(96)	(95)
Pozostałe pozycje netto	55	(239)
Pozostałe korekty niepieniężne	304	368

5.5.3. Uzgodnienie stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych ze sprawozdaniem z sytuacji finansowej

	2017	2016
1) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	5 829	6 022
a) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na początek okresu	(3)	1
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na początek okresu (1-a)	5 832	6 021
2) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	2 578	5 829
b) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na koniec okresu	(3)	(3)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na koniec okresu (2-b)	2 581	5 832
I. Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (2-1)	(3 251)	(193)
II. Zmiana stanu różnic kursowych netto od środków pieniężnych (b-a)	-	(4)
Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych (I. - II.)	(3 251)	(189)



6. Noty objaśniające do sprawozdania z sytuacji finansowej

6.1. Aktywa trwałe rzeczowe i niematerialne

6.1.1. Rzeczowe aktywa trwałe i związane z nimi rezerwy

Zasady rachunkowości

Rzeczowe aktywa trwałe

Najistotniejsze pozycje rzeczowych aktywów trwałych stanowią budynki i budowle oraz urządzenia techniczne i maszyny związane przede wszystkim z poszukiwaniem i wydobywaniem gazu ziemnego i ropy naftowej oraz obrotem, magazynowaniem i dystrybucją gazu. Poza tym Grupa posiada również środki transportu oraz grunty. W ramach środków trwałych w budowie Grupa wykazuje głównie aktywowane koszty prac związanych z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż gazu ziemnego i ropy naftowej do momentu rozpoczęcia eksploatacji lub odpisania (szczegółowa polityka rachunkowości przedstawiona została w akapicie Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze).

Do rzeczowych aktywów trwałych Grupa zalicza również istotne części zamienne oraz awaryjne wyposażenie, jeżeli Grupa oczekuje, że będą one wykorzystywane przez czas dłuższy niż jeden rok i możliwe jest ich przypisanie do poszczególnych pozycji rzeczowych aktywów trwałych.

Pozycje rzeczowych aktywów trwałych wycenia się według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonego o umorzenie oraz odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości (odpisy z tytułu utraty wartości ujmują się zgodnie z polityką przedstawioną w **nocie 6.1.3.**).

Wartość początkowa wytworzonych gazociągów lub magazynów gazu (kategoria Budynki i budowle) obejmuje również wartość gazu, która służy do ich pierwszego napełnienia. Ilość gazu niezbędna do pierwszego napełnienia gazociągu lub komory magazynowej odpowiada ilości niezbędnej do wytworzenia minimalnego ciśnienia pracy gazociągu lub magazynu.

Do ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pozycji rzeczowych aktywów trwałych zalicza się koszty finansowania zewnętrznego.

Koszty bieżącego utrzymania rzeczowych aktywów trwałych, remontów i konserwacji ujmowane są w wyniku finansowym w momencie poniesienia. W przypadku rozszczelnienia gazociągu, koszty jego ponownego napełnienia lub uzupełnienia utraconego paliwa są ujmowane bezpośrednio w rachunku zysków i strat w okresie, w którym zostały poniesione.

Metody i okresy amortyzacji są następujące:

Kategoria	Metoda amortyzacji	Przyjęte okresy użytkowania	Średni pozostały okres użytkowania na dzień bilansowy
Budynki i budowle	Liniowa	1 - 50 lat	30
Urządzenia techniczne i maszyny	Liniowa	1 - 50 lat	16
Środki transportu	Liniowa	1 - 35 lat	11
Pozostałe rzeczowe aktywa trwałe	Liniowa	1 - 35 lat	13
Zasoby na norweskim szelfie kontynentalnym	Według jednostki produkcji*	powyżej 10 lat	powyżej 10 lat
Grunty		kategoria nie podlega amortyzacji	
Środki trwałe w budowie		kategoria nie podlega amortyzacji	

*Wielkości wyprodukowanych i sprzedanych produktów są silnie skorelowane, a kontrakty regulujące sprzedaż węgłowodorów z norweskiego szelfu kontynentalnego nie pozwalają na znaczne rozbieżności pomiędzy ilością wyprodukowanych a sprzedanych produktów, stąd zastosowana metoda amortyzacji.

Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze

Koszty związane z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż gazu ziemnego i ropy naftowej obejmują prace geologiczne wykonywane w celu odkrycia i udokumentowania złoża i rozliczane są przy zastosowaniu metody sukcesu geologicznego.

Prace polegające na rozpoznaniu złóż gazu ziemnego i/lub ropy naftowej (kopaliny) mogą zostać podjęte po uzyskaniu przez Grupę:

- koncesji na rozpoznanie złóż kopaliny,
- koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż kopaliny,
- podpisaniu umowy o ustanowieniu użytkowania górniczego.

Kosztem koncesji na rozpoznanie gazu ziemnego i/lub ropy naftowej oraz kosztem przedłużenia takiej koncesji jest opłata za działalność określoną w koncesji. Koszty koncesji na rozpoznanie złóż gazu ziemnego i/lub ropy naftowej Grupa ujmuje jako wartości niematerialne.

Wydatki z tytułu badań sejsmicznych są kapitalizowane w wartości aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych.

Nakłady na poszczególne odwierty początkowo podlegają aktywowaniu w pozycji Środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych. Gdy prace poszukiwawcze zakończą się stwierdzeniem sukcesu, czyli odkryciem złoża o zasobach dostępnych do eksploatacji, Grupa przeprowadza analizę rejonów i obiektów pod względem ekonomicznej opłacalności eksploatacji. W przypadku, gdy w efekcie rozpoznania złoża podjęto decyzję o jego eksploatacji, w momencie jej rozpoczęcia, Grupa przeklasyfikowuje środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych do rzeczowych aktywów trwałych.

Gdy prace poszukiwawcze zakończą się efektem negatywnym lub po ich zakończeniu, w efekcie analizy rejonów i obiektów pod względem ekonomicznej opłacalności eksploatacji, jednostka Grupy nie wystąpiła o przyznanie koncesji na rozpoznanie złóż gazu ziemnego i/lub ropy naftowej, aktywowane nakłady na wykonane odwierty przeprowadzone w ramach prac poszukiwawczych są odpisywane w całości w koszty w rachunek zysków i strat, w okresie, w którym podjęto decyzję o zakończeniu prac poszukiwawczych. W ciężar rachunku zysków i strat odpisywane są również skapitalizowane wydatki na badania sejsmiczne powiązane z danym obiektem.

Grupa tworzy rezerwy na koszty likwidacji odwiertów poszukiwawczych, eksploatacyjnych i magazynowych (**nota 6.1.1.1.**). Wartość zdyskontowanej rezerwy zwiększa wartość początkową kosztów odwiertów ujętych w ramach aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych oraz rzeczowych aktywów trwałych i w przypadku rzeczowych aktywów trwałych jest amortyzowana w okresie ich ekonomicznego użytkowania.

Istotne szacunki

Okresy użytkowania rzeczowych aktywów trwałych

Okresy użytkowania rzeczowych aktywów trwałych oparto na ocenie służb technicznych, odpowiedzialnych za ich eksploatację. Szacunkom takim towarzyszy niepewność co do przyszłych warunków prowadzenia działalności gospodarczej, zmian technologicznych i konkurencji na rynku, które skutkować mogą inną oceną ekonomicznej przydatności składników i pozostałego okresu ich użyteczności, co w rezultacie może istotnie wpłynąć na wartość rzeczowych aktywów trwałych oraz koszty amortyzacji w przyszłości.

Grupa corocznie dokonuje weryfikacji okresów użytkowania składników rzeczowych aktywów trwałych. W wyniku ostatniej weryfikacji (na dzień 31 grudnia 2017 roku) wartość amortyzacji zmniejszyła się o ok. 39 mln zł.

	2017			2016		
	Wartość brutto	Umorzenie i odpis z tytułu utraty wartości	Wartość netto	Wartość brutto	Umorzenie i odpis z tytułu utraty wartości	Wartość netto
Grunty	112	(11)	101	93	(13)	80
Budynki i budowle	33 513	(15 211)	18 302	32 351	(14 217)	18 134
Urządzenia techniczne i maszyny	17 223	(8 611)	8 612	16 188	(7 587)	8 601
Środki transportu i pozostałe	2 959	(1 832)	1 127	2 817	(1 678)	1 139
Razem środki trwałe	53 807	(25 665)	28 142	51 449	(23 495)	27 954
Środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	3 693	(1 539)	2 154	3 761	(1 609)	2 152
Środki trwałe w budowie pozostałe	2 208	(52)	2 156	3 099	(56)	3 043
Razem rzeczowe aktywa trwałe	59 708	(27 256)	32 452	58 309	(25 160)	33 149

Grupa posiada zobowiązania pozabilansowe z tytułu podpisanych umów na nabycie rzeczowych aktywów trwałych, które nie zostały jeszcze ujęte w sprawozdaniu z sytuacji finansowej.

	2017	2016
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów nabycia rzeczowych aktywów trwałych	4 861	6 683
Część zrealizowana na dzień bilansowy	(1 792)	(2 289)
Zobowiązania wynikające z umów, do realizacji po dniu bilansowym	3 069	4 394

Informacje na temat rzeczowych aktywów trwałych stanowiących zabezpieczenie zobowiązań z tytułu zadłużenia przedstawiono w **nocie 5.2.**

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem środki trwałe	Środki trwałe w budowie		Razem rzeczowe aktywa trwałe
						Dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	Pozostałe	
Wartość brutto na 1 stycznia 2016	78	30 570	14 552	2 704	47 904	3 637	2 961	54 502
Umorzenie skumulowane	-	(11 337)	(5 757)	(1 499)	(18 593)	-	-	(18 593)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(11)	(1 178)	(277)	(24)	(1 490)	(1 400)	(52)	(2 942)
Wartość netto na 1 stycznia 2016	67	18 055	8 518	1 181	27 821	2 237	2 909	32 967
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	(1)	269	-	268	36	80	384
Nabycie	-	-	-	-	-	675	2 243	2 918
Zbycie	-	(2)	-	(2)	(4)	-	-	(4)
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	-	(19)	-	-	(19)	14	67	62
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	2	1 617	904	198	2 721	(286)	(2 490)	(55)
Przeniesienie pomiędzy grupami oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	-	(55)	14	1	(40)	(11)	11	(40)
Amortyzacja	-	(1 116)	(1 080)	(212)	(2 408)	-	-	(2 408)
Odpis z tytułu utraty wartości	(2)	(458)	(124)	(19)	(603)	(209)	(4)	(816)
Zmiany w Grupie	14	154	148	4	320	-	192	512
Aktywowane odsetki	-	-	-	-	-	16	45	61
Likwidacja	-	(36)	(30)	(7)	(73)	-	-	(73)
Odpisanie środków trwałych w budowie bez efektów gospodarczych	-	-	-	-	-	(318)	(3)	(321)
Pozostałe zmiany	(1)	(5)	(18)	(5)	(29)	(2)	(7)	(38)
Wartość brutto na 31 grudnia 2016	93	32 351	16 188	2 817	51 449	3 761	3 099	58 309
Umorzenie skumulowane	-	(12 581)	(7 186)	(1 635)	(21 402)	-	-	(21 402)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(13)	(1 636)	(401)	(43)	(2 093)	(1 609)	(56)	(3 758)
Wartość netto na 31 grudnia 2016	80	18 134	8 601	1 139	27 954	2 152	3 043	33 149
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	(408)	-	(408)	(73)	(85)	(566)
Nabycie	-	-	-	-	-	695	2 348	3 043
Zbycie	(1)	(4)	(3)	(3)	(11)	-	(4)	(15)
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	-	145	-	-	145	46	(7)	184
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	20	1 295	1 812	238	3 365	(348)	(3 187)	(170)
Przeniesienie pomiędzy grupami oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	-	(34)	35	(5)	(4)	(3)	(9)	(16)
Amortyzacja	-	(1 110)	(1 105)	(236)	(2 451)	-	-	(2 451)
Odpis z tytułu utraty wartości	2	(55)	(305)	4	(354)	70	4	(280)
Aktywowane odsetki	-	-	-	-	-	13	34	47
Likwidacja	-	(62)	(15)	(3)	(80)	-	-	(80)
Odpisanie środków trwałych w budowie bez efektów gospodarczych	-	-	-	-	-	(398)	(2)	(400)
Pozostałe zmiany	-	(7)	-	(7)	(14)	-	21	7
Wartość brutto na 31 grudnia 2017	112	33 513	17 223	2 959	53 807	3 693	2 208	59 708
Umorzenie skumulowane	-	(13 520)	(7 905)	(1 793)	(23 218)	-	-	(23 218)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(11)	(1 691)	(706)	(39)	(2 447)	(1 539)	(52)	(4 038)
Wartość netto na 31 grudnia 2017	101	18 302	8 612	1 127	28 142	2 154	2 156	32 452

Nota 6.1.1.1.

Nota 6.1.1.1.

6.1.1.1. Rezerwy związane z rzeczowymi aktywami trwałymi (w tym rezerwa na koszty likwidacji odwiertów)

Zasady rachunkowości

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów oraz Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG)

Grupa tworzy rezerwę na przyszłe koszty likwidacji odwiertów oraz Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG).

Rezerwę na koszty likwidacji odwiertów tworzy się, gdy na Grupie ciąży obowiązek likwidacji dokonanych odwiertów po zakończeniu eksploatacji. W przypadku, gdy rezerwy dotyczą kosztów likwidacji odwiertów stanowiących rzeczowe aktywa trwałe (nakłady na poszukiwanie i ocenę zasobów mineralnych), wartość zdyskontowanej rezerwy zwiększa wartość tych rzeczowych aktywów trwałych i po przejściu do fazy eksploatacji amortyzowana jest w okresie przewidywanego, ekonomicznego użytkowania odwiertów (zasady rachunkowości w **nocie 6.1.1**). Późniejsze korekty wysokości rezerwy będące skutkiem zmian szacunków są również ujmowane jako korekta wartości tego składnika rzeczowych aktywów trwałych. Korekty wysokości rezerwy wynikające ze zmiany dyskonta ujmowane są w rachunku zysków i strat. Wartość rezerwy na przyszłe koszty likwidacji odwiertów kopalnianych i magazynowych korygowana jest o sumę niewykorzystanych odpisów na FLZG.

FLZG tworzony jest na mocy ustawy Prawo Geologiczne i Górnicze, które nakłada na Grupę obowiązek likwidacji zakładów górniczych po zakończeniu użytkowania. Odpisy na Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego ujmowane są w korespondencji z pozostałymi kosztami operacyjnymi. Środki FLZG są gromadzone na wyodrębnionym rachunku bankowym i mogą być wykorzystane wyłącznie w celu pokrycia kosztów likwidacji zakładu górniczego lub jego oznaczonej części, a w szczególności kosztów:

- likwidacji i zabezpieczania otworów eksploatacyjnych, magazynowych, zrzutowych, obserwacyjnych i piezometrycznych,
- likwidacji zbędnych obiektów oraz demontażu maszyn i urządzeń,
- rekultywacji gruntów i zagospodarowania terenów po działalności górniczej,
- utrzymania obiektów przeznaczonych do likwidacji w kolejności zapewniającej bezpieczeństwo ruchu zakładu górniczego.

Środki Funduszu prezentowane są w części aktywów trwałych sprawozdania z sytuacji finansowej w pozycji Pozostałe aktywa.

Istotne szacunki

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów

Wartość rezerwy oparta jest na szacunkach przyszłych kosztów likwidacji aktywów i rekultywacji gruntów, na które znaczący wpływ ma przyjęta stopa dyskonta oraz szacunek okresu wystąpienia przyszłych wypływów pieniężnych.

Rezerwa na przyszłe koszty likwidacji odwiertów wyliczona jest w oparciu o koszt stanowiący średni koszt likwidacji odwiertów w poszczególnych zakładach wydobywczych w ciągu ostatnich trzech pełnych lat poprzedzających okres sprawozdawczy, skorygowany o prognozowany wskaźnik wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych oraz zmianę wartości pieniądza w czasie. Uwzględnienie trzyletniego horyzontu czasowego wiąże się ze zróżnicowaniem ilości likwidowanych odwiertów i ich kosztu likwidacji w poszczególnych latach.

Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG)

Odpisy na Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego dokonywane są w wysokości od 3% do 10% wartości rocznych odpisów amortyzacyjnych od rzeczowych aktywów trwałych zakładu górniczego (ustalonych zgodnie z przepisami o podatku dochodowym).

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	2017	2016	
Stan na początek okresu sprawozdawczego	1 661	1 573	
Utworzenie ujęte w koszcie wytworzenia rzeczowych aktywów trwałych	184	62	Nota 6.1.1.
Utworzenie ujęte w rachunku zysków i strat	73	37	Nota 3.3.
Pozostałe zwiększenia - FLZG	2	2	
Wykorzystanie	(34)	(20)	
Rozwiązanie ujęte w rachunku zysków i strat	(64)	(23)	Nota 3.3.
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	(50)	30	
Przeniesienie do innych rezerw	(2)	-	
Stan na koniec okresu sprawozdawczego	1 770	1 661	
- długoterminowe	1 717	1 641	
- krótkoterminowe	53	20	

W 2017 roku do wyliczenia rezerwy na koszt likwidacji odwiertów i infrastruktury towarzyszącej na terenie Polski zastosowano stopę dyskonta w wysokości 0,80%, która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów w wysokości 3,32% oraz stopy inflacji na poziomie ciągłego celu inflacyjnego realizowanego przez NBP w wysokości 2,5% (na koniec 2016 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 1,04% jako wypadkowa stóp odpowiednio 3,6% i 2,5%).

6.1.2. Wartości niematerialne

Zasady rachunkowości

Wartości niematerialne

Grupa posiada w szczególności następujące główne pozycje wartości niematerialnych:

- prawo wieczystego użytkowania gruntów,
- programy komputerowe,
- uprawnienia do emisji CO₂,
- koncesje wynikające z prawa geologicznego i górniczego, prawo do użytkowania górniczego, informację geologiczną (Koncesje).

Prawo wieczystego użytkowania gruntów

Grupa korzysta z prawa wieczystego użytkowania gruntu nabytego odpłatnie na rynku oraz otrzymanego od Skarbu Państwa lub jednostki samorządu terytorialnego.

Prawa wieczystego użytkowania gruntu nabyte odpłatnie (od innych podmiotów) prezentowane są jako wartości niematerialne i amortyzowane przez okres ich użytkowania. Okres użytkowania prawa wieczystego użytkowania gruntu nabytego odpłatnie od podmiotu innego niż Skarb Państwa lub jednostki samorządu terytorialnego jest równy okresowi od dnia nabycia tego prawa do ostatniego dnia okresu użytkowania wieczystego, określonego w umowie o oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste. Okres użyteczności dla odpłatnie nabytego prawa wieczystego użytkowania wynosi od 40 do 99 lat.

Na 31 grudnia 2017 roku, pozostały okres użytkowania posiadanych przez Grupę praw wieczystego użytkowania wynosił średnio 51 lat.

W przypadku praw otrzymanych na podstawie umowy o oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste, zawartej ze Skarbem Państwa lub jednostką samorządu terytorialnego, Grupa wykazuje w ramach wartości niematerialnych nadwyżkę pierwszej opłaty nad opłatą roczną. Okres użytkowania nadwyżki pierwszej opłaty nad opłatą roczną za prawo wieczystego użytkowania gruntów jest równy okresowi użytkowania wieczystego, określonego w umowie o oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste.

Prawa wieczystego użytkowania gruntu otrzymane nieodpłatnie w drodze decyzji administracyjnej, wydanej na podstawie ustawy z dnia 20 września 1990 roku o zmianie ustawy o gospodarce gruntami i wyłuszczeniu nieruchomości, ujmowane są wyłącznie w ewidencji pozabilansowej.

Uprawnienia do emisji CO₂

Grupa posiada przydział praw do emisji CO₂ na poszczególne instalacje zgodnie z ustawą o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

Prawa do emisji Grupa dzieli na:

- nabyte w celu umorzenia – ujmowane są w księgach rachunkowych jako wartości niematerialne i wyceniane według zasad podanych poniżej,
- nabyte w celu odsprzedaży – ujmowane są w księgach rachunkowych jako zapas (**nota 6.2.1.**) i wyceniane w momencie początkowego ujęcia w cenie nabycia, a na koniec okresu sprawozdawczego w cenie nabycia lub możliwej do uzyskania cenie sprzedaży netto, w zależności od tego, która z kwot jest niższa,
- nieodpłatnie otrzymane w ramach Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień – są ujmowane w wartości nominalnej tzn. wartości zerowej i ewidencjonowane pozabilansowo.

Koncesje oraz prawo do użytkowania górniczego i informacji geologicznej

W działalności poszukiwawczej i wydobywczej Grupa wykorzystuje koncesje udzielone na podstawie prawa geologicznego i górniczego, prawa do informacji geologicznej oraz użytkowania górniczego.

Wartość koncesji na poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego i/lub ropy naftowej oraz wynagrodzenie dla Skarbu Państwa za ustanowienie użytkowania górniczego Grupa ujmuje jako nakłady podlegające kapitalizacji.

Wycena

Składnik wartości niematerialnych w momencie początkowego ujęcia wycenia się w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia. W przypadku ustanowionego użytkowania górniczego, wartość początkową stanowi wynagrodzenie dla Skarbu Państwa za ustanowienie użytkowania górniczego.

Po początkowym ujęciu składniki wartości niematerialnych wykazuje się w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia pomniejszonym o umorzenie i łączną kwotę odpisów aktualizujących z tytułu utraty wartości (zasady rachunkowości dot. utraty wartości przedstawione zostały w **nocie 6.1.3.**).

Amortyzacja wartości niematerialnych odbywa się metodą liniową według stawek odzwierciedlających przewidywany okres ich użytkowania. Nabyte prawa do emisji CO₂ amortyzowane są zależnie od wielkości emisji.

Istotne szacunki

Okresy ekonomicznej użyteczności wartości niematerialnych

Okresy ekonomicznej użyteczności wartości niematerialnych oparto na ocenie służb technicznych, odpowiedzialnych za ich eksploatację. Szacunkom takim towarzyszy niepewność co do przyszłych warunków prowadzenia działalności gospodarczej, zmian technologicznych i konkurencji na rynku, które skutkować mogą inną oceną ekonomicznej przydatności składników i pozostałego okresu ich użyteczności, co w rezultacie może istotnie wpłynąć na wartość wartości niematerialnych oraz koszty amortyzacji w przyszłości.

Szacunki okresu i metody amortyzacji weryfikowane są na koniec roku obrotowego. Jeśli oczekiwany okres użytkowania składnika aktywów różni się znacząco od poprzednich szacunków, dokonuje się zmiany okresu amortyzacji. Powyższe operacje Grupa ujmuje jako zmiany wartości szacunkowych i odnosi w rachunek zysków i strat w okresie, w którym ma miejsce zmiana szacunków.

W wyniku przeprowadzonej weryfikacji na dzień 31 grudnia 2017 roku roczne koszty amortyzacji zmniejszyły się o ok. 6,7 mln zł.

	Prawo wieczystego użytkowania gruntów	Uprawnienia do emisji CO ₂	Programy komputerowe	Koncesje	Inne wartości niematerialne	Razem
Wartość brutto na 1 stycznia 2016	677	430	499	243	423	2 272
Umorzenie skumulowane	(16)	(349)	(324)	(94)	(277)	(1 060)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(22)	-	(3)	(48)	(1)	(74)
Wartość netto na 1 stycznia 2016	639	81	172	101	145	1 138
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	-	2	-	2
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	1	2	28	5	19	55
Przeniesienie pomiędzy grupami oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	(3)	-	-	-	-	(3)
Nabycie	-	94	-	-	-	94
Zbycie	(2)	-	-	-	-	(2)
Amortyzacja	(2)	(89)	(59)	(20)	(35)	(205)
Odpis z tytułu utraty wartości	(7)	-	(1)	(5)	(1)	(14)
Zmiany w Grupie	8	11	2	-	20	41
Likwidacja	-	-	(1)	(2)	-	(3)
Pozostałe zmiany	3	-	-	(27)	-	(24)
Wartość brutto na 31 grudnia 2016	676	538	529	203	460	2 406
Umorzenie skumulowane	(10)	(439)	(384)	(96)	(310)	(1 239)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(29)	-	(4)	(53)	(2)	(88)
Wartość netto na 31 grudnia 2016	637	99	141	54	148	1 079
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	-	(6)	-	(6)
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	3	4	16	21	126	170
Przeniesienie pomiędzy grupami oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	-	-	(2)	-	2	-
Nabycie	-	96	-	-	-	96
Amortyzacja	(3)	(95)	(57)	(13)	(47)	(215)
Odpis z tytułu utraty wartości	(1)	-	-	5	-	4
Likwidacja	-	-	-	(6)	-	(6)
Pozostałe zmiany	(4)	-	-	(1)	(2)	(7)
Wartość brutto na 31 grudnia 2017	675	636	526	170	575	2 582
Umorzenie skumulowane	(13)	(532)	(424)	(68)	(346)	(1 383)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(30)	-	(4)	(48)	(2)	(84)
Wartość netto na 31 grudnia 2017	632	104	98	54	227	1 115

6.1.3. Utrata wartości aktywów niefinansowych

Istotne szacunki

Utrata wartości aktywów niefinansowych

Test na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych przeprowadza się, gdy wystąpią przesłanki wskazujące na utratę wartości. Test na utratę wartości przeprowadza się poprzez porównanie wartości bilansowej aktywa (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne, jeżeli aktywo nie generuje samodzielnie wpływów pieniężnych) z wartością odzyskiwalną tj. wyższą spośród wartości godziwej pomniejszonej o koszty sprzedaży lub wartości użytkowej.

Jeżeli wartość odzyskiwalna jest niższa od wartości księgowej składnika aktywów (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne), wartość księgowa obniżana jest do wartości odzyskiwalnej danego składnika aktywów (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne). Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości ujmowany jest jako koszt w okresie, w którym wystąpiła utrata wartości, o której mowa powyżej.

Kwoty odpisów dotyczących rzeczowych aktywów trwałych dokonanych w 2017 roku zostały przedstawione w poniższej tabeli:

	2017			2016		
	Działalność wydobywcza	Działalność obrotu i magazynowania	Pozostałe	Działalność wydobywcza	Działalność obrotu i magazynowania	Pozostałe
Grunty	(4)	-	(7)	(4)	(6)	(3)
Budynki i budowle	(1 452)	(47)	(192)	(1 429)	(168)	(39)
urządzenia techniczne i maszyny	(318)	(316)	(72)	(324)	(48)	(29)
Środki transportu i pozostałe	(34)	(1)	(4)	(39)	(4)	-
Środki trwale w budowie:						
dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(1 539)	-	-	(1 609)	-	-
pozostałe	(1)	-	(51)	(1)	(9)	(46)
Razem	(3 348)	(364)	(326)	(3 406)	(235)	(117)

W roku obrotowym przeprowadzono test na utratę wartości podstawowych aktywów operacyjnych Grupy stanowiących: majątek wydobywczy służący eksploatacji gazu ziemnego i ropy naftowej, oraz majątek będący środkami trwałymi w budowie (odwierty). Poniżej przedstawiono podstawowe informacje na temat przeprowadzonego testu dla obszarów, w których dokonano najistotniejszych wartościowo odpisów.



Opis Ośrodka Wypracowującego Środki pieniężne: W przypadku składników aktywów zaliczanych do aktywów jednostek produkcyjnych ropy i gazu testy na utratę wartości przeprowadzone zostały dla poszczególnych CGU, którym są określone jednostki produkcyjne w Polsce i Pakistanie

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	2017		2016	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
	CGU – 160 jednostek produkcyjnych		CGU - 158 jednostek produkcyjnych	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	*Spadek stopy dyskonta w 2017 roku *Aktualizacja prognozy produkcji na podstawie testów na odwiertach jak również uwzględniająca nowe włączenia odwiertów	* Zmiana prognoz cenowych - spadek cen ropy * Aktualizacja prognozy produkcji uwzględniająca pogorszenie warunków złożowych na określonych jednostkach produkcyjnych * Wzrost kosztów opłaty przesyłowej	* Zmiana założeń makroekonomicznych - wzrost prognozowanych kursów walut w 2016 roku oraz wzrost cen węgłowodór na dzień 31.12.2016 roku *Aktualizacja prognozy produkcji uwzględniająca nowe włączenia odwiertów	*Zmiana prognoz cenowych - spadek cen węgłowodór na dzień 30.06.2016 roku * Aktualizacja prognozy produkcji uwzględniająca pogorszenie warunków złożowych na określonych jednostkach produkcyjnych *Zmiana stopy dyskonta w 2016 roku
Wartość Użytkowa	21 827		18 849	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	Polska: 11,52% - 12,02% Pakistan: 20,75% - 22,79%		Polska: 12,12% - 12,28% Pakistan: 22,09% -24,18%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości	231	323	128	684

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki pieniężne: Testy na utratę wartości przeprowadzone zostały dla poszczególnych CGU, którym są określone odwierty w Polsce

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	2017		2016	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
	CGU - 124 odwierty		CGU - 121 odwiertów	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	*Spadek stopy dyskonta w 2017 roku *Aktualizacja prognozy produkcji oraz obniżenie planowanych nakładów	*Zmiana prognoz cenowych - spadek cen ropy *Rezygnacja z realizacji odwiertów w wyniku niezadawalających rezultatów prac geologicznych *Aktualizacja prognoz produkcji na podstawie testów na odwiertach *Wzrost kosztów opłaty przesyłowej	*Zmiana założeń makroekonomicznych - wzrost prognozowanych kursów walut w 2016 roku oraz wzrost cen węgłowodór na dzień 31.12.2016 roku *Aktualizacja prognozy produkcji oraz obniżenie planowanych nakładów	*Zmiana prognoz cenowych - spadek cen węgłowodór na dzień 30.06.2016 roku *Rezygnacja z realizacji odwiertów w wyniku niezadawalających rezultatów prac geologicznych *Zmiana stopy dyskonta w 2016 roku
Wartość Użytkowa	3 708		3 004	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	Kraj: 12,50% - 13,00%		Kraj: 13,17% - 13,33%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości	39	95	24	350

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki pieniężne: Stacje regazyfikacji gazu skroplonego LNG w miejscowościach Elk i Olecko - Oddział Centrala testy na utratę wartości przeprowadzone zostały dla poszczególnych CGU

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	2017		2016	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
	CGU - 2 jednostki		CGU - 2 jednostki	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	*Suma zdyskontowanych środków pieniężnych oraz wartości rezydualnej przewyższa wartość netto środków trwałych		*Wzrost zapotrzebowania na usl. regazyfikacji - wyższe planowane przychody *Zmiana stopy dyskonta	*Mniejsze zakontraktowane ilości w stosunku do przewidzianych we wniosku taryfowym
Wartość Użytkowa [PLN]	13		9	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	3,28% - 3,53%		3,86% - 4,62%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości (PLN)	-	-	2	2

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki pieniężne: Majątek dzierżawiony, wynajmowany (majątek przesyłowy, stacje CNG, majątek nieaportowy) - Oddział Centrala

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	2017		2016	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
	CGU – 212 jednostek		CGU - 200 jednostek	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	*Wzrost przychodów z wynajmu określonych nieruchomości *Spadek kosztów przewidywanych remontów oraz kosztów utrzymania nieruchomości	*Spadek przychodów na określonych nieruchomościach *Wzrost kosztów utrzymania nieruchomości oraz planowane remonty *Rozwiązanie odpisu (BC) na majątku nieużywanym, aktywa przeznaczone do wynajmu, zawiązanie odpisu z tytułu przeprowadzonego testu metodą DCF	*Wzrost przychodów z wynajmu nieruchomości *Zmiana stopy dyskonta	*Niższe przychody, obniżone stawki wynajmu stacji CNG *Rozwiązanie odpisu (BC) na majątku nieużywanym, aktywa przenaczone do wynajmu, zawiązanie odpisu z tytułu przeprowadzonego testu metodą DCF *Wzrost kosztów utrzymania nieruchomości oraz planowane remonty
Wartość Użytkowa (PLN)	245		119	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	3,28% - 6,08%		3,86% - 7,66%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości (PLN)	15	9	3	22

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki pieniężne: Test na utratę wartości przeprowadzony został dla CGU, którym jest blok energetyczny Wierzchowice

	2017		2016	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	CGU – 1		-	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	-	* zmiana modelu biznesowego bloku energetycznego w Wierzchowicach, który zaczął pracować w większej mierze na potrzeby handlowe niż na zaspokojenie potrzeb własnych podziemnego magazynu gazu tj. zbliżonym trybem pracy do elektrowni szczytowej. * W prowadzonej analizie bloku energetycznego nie uwzględniono potencjalnych efektów finansowych związanych z wprowadzanymi regulacjami dot. rynku mocy.	-	-
Wartość Użytkowa (PLN)	-		-	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	5,88%		-	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości (PLN)	-	364	-	-

Tabela zbiorcza (łącznie wszystkie ośrodki wypracowujące środki pieniężne)

	2017		2016	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
Wartość użytkowa majątku testowanego na utratę wartości	25 793		21 985	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości (PLN)	285	791	156	1 057

6.2. Kapitał obrotowy

6.2.1. Zapasy

Zasady rachunkowości

Najistotniejsze **pozycje zapasów** w Grupie stanowią:

- paliwo gazowe oraz paliwa do produkcji energii i ciepła,
- świadectwa pochodzenia energii uzyskane w związku z wytworzeniem energii elektrycznej oraz zakupione w celu przedstawienia ich do umorzenia,
- świadectwa efektywności energetycznej,
- części zamienne niekwalifikujące się do pozycji rzeczowych aktywów trwałych (**nota 6.1.1.**) służące lub mogące służyć różnym obiektom.

Wartość zapasów ustala się początkowo w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia. Na dzień bilansowy wyceny dokonuje się według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia lub też według wartości netto możliwej do uzyskania, w zależności od tego, która z kwot jest niższa.

Zapas paliwa gazowego wyceniany jest dla wszystkich magazynów łącznie według średniej ważonej ceny pozyskania paliwa gazowego. Rozchód paliwa gazowego do sprzedaży i na cele zużycia własnego w Podziemnych Magazynach Gazu (PMG) oraz różnice bilansowe, wycenia się według średniej ważonej ceny pozyskania, na którą składają się w szczególności: koszt nabycia paliwa gazowego ze wszystkich źródeł wraz z uzasadnioną częścią kosztów opłat systemowych i transakcyjnych, rzeczywisty koszt wydobycia ze źródeł krajowych, koszt odazotowania oraz koszt regazyfikacji.

Rozchód części zamiennych wycenia się metodą średniej ważonej. Części zamienne ujmowane są w rachunku zysków i strat w momencie ich wykorzystania.

Spółki Grupy mają obowiązek uzyskać i przedstawić do umorzenia świadectwa pochodzenia energii elektrycznej i świadectwa efektywności energetycznej, odpowiadające sprzedaży energii elektrycznej do końcowych odbiorców. Przyznane prawa majątkowe w związku z wytworzeniem energii elektrycznej oraz świadectwa efektywności energetycznej ujmowane są jako zapas w wartości rynkowej (w korespondencji z pozycją przychody ze sprzedaży) w momencie uprawdopodobnienia faktu ich otrzymania. Zakupione świadectwa pochodzenia energii i świadectwa efektywności energetycznej ujmowane są w cenie nabycia. Rozchód świadectw wycenia się metodą średniej ważonej. Rozliczenie świadectw pochodzenia energii elektrycznej i świadectw efektywności energetycznej odbywa się w momencie ich umorzenia w korespondencji z utworzoną rezerwą (**nota 6.3.2.**).

Istotne szacunki

Odpis aktualizujący wartość zapasów

W przypadku, gdy cena nabycia lub koszt wytworzenia zapasów nie są możliwe do odzyskania, Grupa dokonuje odpisów aktualizujących ich wartość do wartości netto możliwej do uzyskania.

Wyjątek stanowi kategoria części zamiennych, których wartość nie jest odpisywana do wartości netto możliwej do uzyskania, jeżeli planuje się ich wykorzystanie.

Odpisów aktualizujących wartość świadectw pochodzenia energii i świadectw efektywności energetycznej dokonuje się na podstawie porównania wartości bilansowej do wartości możliwej do uzyskania, pochodzącej z aktywnego rynku.

W przypadku zapasów nie wykazujących zużycia odpisy wartości ustalane są w wyniku doraźnej oceny ich przydatności, według poniższych założeń:

Materiały zakupione i nie wykazujące ruchu w okresie:

Stawka odpisu aktualizującego

1 – 5 lat

W większości przypadków stosowany jest odpis w wysokości 20%; w przypadkach, w których uwzględniana jest indywidualna ocena przydatności i możliwości wykorzystania grupy asortymentowej materiałów oraz struktury czasowej ich zalegania, stosowane są również odpisy w wysokości 5% i 10%

5 – 10 lat

Stosowany jest odpis w wysokości 20-100%

Powyżej 10 lat

Stosowany jest odpis w wysokości 100% w przypadku materiałów cechujących się brakiem przydatności i przeznaczeniem do zbycia lub złomowania.

Zapasy	2017			2016		
	Wartość początkowa	Odpis aktualizujący	Wartość netto	Wartość początkowa	Odpis aktualizujący	Wartość netto
Materiały, w tym:	2 715	(125)	2 590	2 463	(119)	2 344
paliwo gazowe	2 086	(50)	2 036	1 788	(53)	1 735
paliwa do produkcji energii i ciepła	173	-	173	255	-	255
ropa naftowa	13	-	13	17	-	17
części zamienne	71	(20)	51	66	-	66
pozostałe materiały	372	(55)	317	337	(66)	271
Świadczenia pochodzenia energii	213	(30)	183	157	(5)	152
Pozostałe zapasy	11	(36)	(25)	18	(4)	14
Razem	2 939	(191)	2 748	2 638	(128)	2 510

Zmiany odpisu aktualizującego	2017	2016
Odpis aktualizujący na początek okresu	(128)	(309)
Ujęte w rachunku zysków i strat, w tym:		
Utworzenie ujęte w rachunku zysków i strat	(127)	(82)
Rozwiązanie ujęte w rachunku zysków i strat	59	264
Wykorzystanie	1	1
Różnice kursowe z przeliczenia	4	(2)
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(191)	(128)



6.2.2. Należności

Zasady rachunkowości

Pozycja należności obejmuje głównie krótkoterminowe należności z tytułu dostaw i usług (głównie ze sprzedaży paliwa gazowego) oraz podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych.

Krótkoterminowe należności z tytułu dostaw i usług ujmuje się początkowo według wartości godziwej, która odpowiada wartości nominalnej. Po początkowym ujęciu należności wycenia się według zamortyzowanego kosztu, z uwzględnieniem ewentualnego odpisu aktualizującego.

Należności z tytułu podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych ustala się w kwocie należnej spółkom Grupy zgodnie z obowiązującymi i mającymi zastosowanie przepisami.

Istotne szacunki

Kwota odpisu aktualizującego należności stanowi różnicę pomiędzy wartością księgową składnika aktywów, a wartością bieżącą oszacowanych przyszłych zdyskontowanych przepływów pieniężnych z zastosowaniem pierwotnej efektywnej stopy procentowej dla tego składnika aktywów.

W zależności od rodzaju należności stosowana jest jedna z dwóch metod tworzenia odpisów aktualizujących: indywidualna lub statystyczna.

Według **metody indywidualnej** Grupa zawiązuje odpisy aktualizujące należności w przypadku, gdy należność jest przeterminowana powyżej 90 dni lub ma charakter wątpliwy (np. dłużnik jest w stanie upadłości). Wartość odpisu obejmuje 100% wartości należności.

Według **metody statystycznej** odpisy aktualizujące należności z tytułu dostaw paliwa gazowego tworzy się dla odbiorców rozliczanych w grupach taryfowych od 1 do 4 (odbiorcy w tych grupach taryfowych to głównie odbiorcy detaliczni oraz małe i średniej wielkości przedsiębiorstwa). Podstawą tworzenia odpisów jest analiza danych historycznych o spłacie należności przeterminowanych w poszczególnych przedziałach wiekowania. Na bazie analizy ustalane są wskaźniki spłacalności stanowiące podstawę ustalenia odpisów aktualizujących należności w każdym przedziale wiekowania.

Wartość odpisu zaliczana jest odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych – zależnie od rodzaju należności, której dotyczy odpis aktualizujący.

Należności	2017			2016		
	Wartość brutto	Odpis aktualizujący	Wartość netto	Wartość brutto	Odpis aktualizujący	Wartość netto
Należności z tytułu dostaw i usług (głównie ze sprzedaży paliwa gazowego)	5 065	(322)	4 743	3 834	(318)	3 516
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	359	(1)	358	375	(1)	374
Należności z tytułu podatku dochodowego od osób prawnych	39	(1)	38	39	(1)	38
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	71	(5)	66	28	(6)	22
Pozostałe należności	1 006	(430)	576	784	(446)	338
Razem, w tym:	6 540	(759)	5 781	5 060	(772)	4 288
nieprzeterminowane	4 953	(15)	4 938	3 848	(4)	3 844
przeterminowane z utratą wartości	744	(744)	-	768	(768)	-
przeterminowane bez utraty wartości	843	-	843	444	-	444

Struktura wiekowa należności z tytułu dostaw i usług przeterminowanych, w stosunku do których nie stwierdzono utraty wartości jest następująca:

Okres, jaki upłynął od terminu spłaty	2017	2016
do 1 miesiąca	612	290
od 1 do 3 miesięcy	84	60
od 3 miesięcy do 1 roku	47	53
od 1 roku do 5 lat	39	9
powyżej 5 lat	-	2
Razem należności netto przeterminowane	782	414

Grupa narażona jest na ryzyko kredytowe oraz ryzyko walutowe wynikające z należności z tytułu dostaw i usług. Zarządzanie ryzykiem kredytowym (w tym ocenę jakości kredytowej należności i koncentrację ryzyka kredytowego) przedstawiono w [nocie 7.3.1](#). Informacje na temat ryzyka walutowego związanego z należnościami zaprezentowano w [nocie 7.3.2.2](#).

6.2.3. Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz podatków

Zasady rachunkowości

Krótkoterminowe zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz z tytułu zakupu środków trwałych i wartości niematerialnych ujmuje się początkowo w wartości godziwej, która odpowiada wartości nominalnej i wycenia na dzień bilansowy według zamortyzowanego kosztu.

Zobowiązania z tyt. podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych ustala się w kwocie wymagającej zapłaty spółkom Grupy zgodnie z obowiązującymi i mającymi zastosowanie przepisami.

Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz podatków	2017	2016
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 326	1 290
Zobowiązania z tytułu zakupu środków trwałych i wartości niematerialnych	439	425
Zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług	940	1 032
Zobowiązania z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	327	252
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego bieżącego	217	180
Razem	3 249	3 179

Grupa narażona jest na ryzyko walutowe oraz ryzyko płynności związane ze zobowiązaniami z tytułu dostaw i usług oraz zakupu środków trwałych i wartości niematerialnych. Ryzyka te opisano odpowiednio w [notach: 7.3.2.2](#) oraz [7.3.3](#).



6.3. Rezerwy i zobowiązania

6.3.1. Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych

Zasady rachunkowości

Krótkoterminowe świadczenia

Krótkoterminowe świadczenia pracownicze to świadczenia (inne niż świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy), które podlegają w całości rozliczeniu przed upływem dwunastu miesięcy od końca rocznego okresu sprawozdawczego, w którym pracownicy wykonywali związaną z nimi pracę. Krótkoterminowe świadczenia pracownicze nie wymagają stosowania założeń aktuarialnych. Grupa ujmuje przewidywaną, niezdykontowaną wartość krótkoterminowych świadczeń, które zostaną wypłacone. Wydatki dotyczące świadczeń wypłacanych w okresie zatrudnienia są odnoszone w rachunek wyników bieżącego okresu sprawozdawczego.

Do zobowiązań z tytułu krótkoterminowych świadczeń pracowniczych wypłacanych przez Grupę należą:

- wynagrodzenia oraz składki na ubezpieczenia społeczne,
- krótkoterminowe płatne nieobecności,
- wypłaty z zysku i premie przypadające do wypłaty w ciągu 12 miesięcy od zakończenia okresu, w którym pracownicy nabyli te prawa,
- świadczenia niepieniężne dla aktualnie zatrudnionych pracowników.

Krótkoterminowe świadczenia pracownicze, w tym płatności z tytułu programu określonych składek, ujmowane są w okresie, w którym jednostka Grupy otrzymała przedmiotowe świadczenie ze strony pracownika, a w przypadku wypłat z zysku i premii, gdy spełnione zostały następujące warunki:

- na jednostce Grupy ciąży obecny prawny lub zwyczajowo oczekiwany obowiązek do dokonania takich wypłat w wyniku zdarzeń przeszłych oraz
- można dokonać wiarygodnej wyceny tego zobowiązania.

Grupa ujmuje przewidywane koszty krótkoterminowych świadczeń pracowniczych w formie płatnych nieobecności w przypadku kumulowanych płatnych nieobecności (czyli takich, do których uprawnienia przechodzą na przyszłe okresy i można je wykorzystać w przyszłości), jeśli w bieżącym okresie nie zostały w pełni wykorzystane.

Długoterminowe świadczenia

Długoterminowe świadczenia pracownicze to wszystkie świadczenia, których okres realizacji przypada w terminie dłuższym niż 12 miesięcy od dnia bilansowego. Grupa klasyfikuje je jako:

- świadczenia po okresie zatrudnienia,
- inne długoterminowe świadczenia pracownicze.

Do świadczeń po okresie zatrudnienia klasyfikowane są między innymi świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy, odprawy emerytalne oraz świadczenia z Zakładowego Funduszu Świadczeń Socjalnych.

Rezerwa na długoterminowe świadczenia pracownicze wyceniana jest z wykorzystaniem metody prognozowanych uprawnień jednostkowych z wyceny aktuarialnej przeprowadzanej na koniec okresu sprawozdawczego.

Zyski i straty aktuarialne dotyczące określonych świadczeń po okresie zatrudnienia są prezentowane w innych całkowitych dochodach. Natomiast zyski i straty dotyczące pozostałych świadczeń wypłacanych w okresie zatrudnienia są odnoszone w rachunek zysków i strat bieżącego okresu sprawozdawczego.

Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	2017		2016	
	Długoterminowe	Krótkoterminowe	Długoterminowe	Krótkoterminowe
Zobowiązania z tytułu nagród jubileuszowych	474	45	473	45
Zobowiązania z tytułu odpraw emerytalnych	190	3	178	4
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	-	68	-	72
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	-	62	-	54
Świadczenia pracownicze z tytułu rozwiązania stosunku pracy	-	11	-	20
Pozostałe zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	61	182	51	139
Razem	725	371	702	334

Zmiany zobowiązań z tytułu odpraw emerytalnych i nagród jubileuszowych przedstawiały się następująco:

	Nagrody jubileuszowe		Odprawy emerytalne	
	2017	2016	2017	2016
Wartość zobowiązania na początek okresu	518	481	182	115
Koszty odsetek	17	17	6	4
Koszty bieżącego zatrudnienia	25	24	8	7
Wyplacone świadczenia	(50)	(51)	(12)	(16)
Aktuarialny zysk/(strata) - zmiany w założeniach finansowych	21	9	11	4
Aktuarialny zysk/(strata) - zmiany w założeniach demograficznych	(12)	87	(2)	38
Zysk/(Strata) z tytułu ograniczeń i rozliczeń	-	(63)	-	24
Zmiany w Grupie	-	14	-	6
Reklasyfikacja do zobowiązań dotyczących grup aktywów przeznaczonych do sprzedaży	-	-	-	-
Wartość zobowiązania na koniec okresu	519	518	193	182

Stopa techniczna przyjęta do obliczenia zdyskontowanej wartości przyszłych wypłat należnych z tytułu odpraw emerytalnych ustalona została na poziomie 0,6%, jako wypadkowa stopy zwrotu z długoletnich obligacji skarbowych w wysokości 3,3% rocznie i planowanej rocznej inflacji wynagrodzeń w wysokości 2,7% (na koniec 2016 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 1,1% jako wypadkowa stóp odpowiednio 3,6% i 2,5%).



6.3.1.1. Informacje na temat procesu racjonalizacji zatrudnienia w Grupie Kapitałowej

Jednostki GK PGNiG realizują programy dotyczące racjonalizacji zatrudnienia, zgodnie z założeniami Programu Poprawy Efektywności Grupy Kapitałowej PGNiG. Program ten jest elementem działań, mających na celu zwiększenie efektywności kosztowej i organizacyjnej Grupy, zgodnie z przyjętą w grudniu 2014 roku Strategią GK PGNiG na lata 2014 - 2022.

Najistotniejsze działania związane z racjonalizacją zatrudnienia, realizowane w 2017 roku przez spółki Grupy, zostały przedstawione poniżej:

Jednostka	Proces restrukturyzacji/racjonalizacji zatrudnienia
GEOFIZYKA Kraków S.A. w likwidacji	W 2016 roku rozpoczął się proces likwidacji spółki. W 2017 roku kontynuowany był proces zwolnień grupowych, w wyniku którego rozwiązano wszystkie umowy o pracę w kraju (143 pracowników). Koszty wypłaconych odpraw z tytułu zwolnień wyniosły 1,9 mln zł.
Exalo Drilling S.A.	Działania restrukturyzacyjne podjęte w spółce w 2017 roku były wyłącznie kontynuacją rozpoczętego w 2016 roku procesu zwolnień grupowych, wynikającego z trudnej sytuacji finansowej spółki. W 2017 roku okresie sprawozdawczym rozwiązano 137 umów o pracę, a koszty poniesionych w bieżącym okresie odpraw wyniosły 2 mln złotych.
PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.	W dniu 1 września 2017 roku nastąpiło połączenie spółek w Grupie PGNiG: PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. (dawnej Spółki Energetycznej „Jastrzębie” SA) oraz Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej S.A. z siedzibą w Jastrzębiu Zdroju. Spółką przejmującą była PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Połączenie obu przedsiębiorstw umożliwiło optymalizację zatrudnienia oraz uwolnienie 93 etatów. W celu minimalizacji kosztów społecznych procesu restrukturyzacji spółka uruchomiła dwa programy kierowane dla swoich pracowników: Urlop Terminowy do Emerytury (UTE Bis) oraz Program Dobrowolnych Odejść (PDO).



6.3.2. Pozostałe rezerwy

Zasady rachunkowości

Istotne szacunki

Rezerwa na świadectwa pochodzenia energii oraz świadectwa efektywności energetycznej

W przypadku braku na dzień bilansowy wystarczającej ilości świadectw wymaganych do wypełnienia obowiązków zgodnie z Prawem energetycznym i Ustawą o efektywności energetycznej, Grupa tworzy rezerwę na umorzenie świadectw pochodzenia energii i świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenie opłat zastępczych, w zależności od tego która z kwot jest niższa. Dla celów wyceny rezerwy uwzględnia się wartość bilansową posiadanych świadectw oraz aktualną cenę rynkową świadectw na Towarowej Giełdzie Energetycznej, które dodatkowo należałoby nabyć, aby pokryć obowiązek wynikający z wielkości sprzedaży energii elektrycznej do końcowych odbiorców. Rezerwa jest rozliczana z zarejestrowanymi certyfikatami ujętymi jako zapas (patrz [nota 6.2.1.](#)), w momencie zarejestrowania umorzenia w Rejestrze Świadectw Pochodzenia prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii S.A. (TGE).

Rezerwa zawiązywana jest na koniec okresu sprawozdawczego, w oparciu o ilość sprzedanej do odbiorców końcowych energii elektrycznej, ciepła i paliwa gazowego oraz wytworzonej energii elektrycznej zużytej na własne potrzeby, z uwzględnieniem obowiązującej jednostkowej opłaty zastępczej lub ceny świadectw na TGE.

Rezerwa na zobowiązania dotyczące prac poszukiwawczych za granicą

W 2013 roku Jednostka Dominująca utworzyła rezerwę na zobowiązania dotyczące prac poszukiwawczych, prowadzonych przez spółkę PGNiG Upstream North Africa B.V. (spółka zależna od PGNiG). W związku z brakiem prowadzenia przez jednostkę działalności operacyjnej spowodowanych występowaniem czynników ryzyka tzw. Siły Wyższej panującej w Libii, Spółka utrzymuje rezerwę na pokrycie zobowiązań koncesyjnych wobec Rządu Libijskiego wynikającą z zawartych umów koncesyjnych.

Wartość rezerwy oparta jest na podstawie niezrealizowanych zobowiązań wynikających z podpisanych umów koncesyjnych.

Rezerwy związane z ochroną środowiska

Grupa ujmuje rezerwę na koszty rozpoznania i rekultywacji zanieczyszczeń środowiska gruntowo-wodnego, wymaganej przez obowiązujące przepisy prawa. Tworzona rezerwa odzwierciedla oszacowane koszty przewidziane do poniesienia, szacowane i weryfikowane okresowo według cen bieżących.

Wartość rezerwy oparta jest na szacunkach przyszłych kosztów rekultywacji zanieczyszczeń, na które znaczący wpływ ma przyjęta stopa dyskonta oraz szacunek okresu wystąpienia przyszłych przepływów pieniężnych.

Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów

W ramach prowadzonej działalności gospodarczej spółki Grupy instalują urządzenia techniczne na nieruchomościach gruntowych, stanowiących własność podmiotów trzecich, często osób fizycznych. W momencie instalacji infrastruktury, gdy istnieje taka możliwość, zawierane są umowy ustanawiające standardowe służebności gruntowe oraz umowy służebności przesyłu. W odniesieniu do roszczeń z tytułu bezumownego korzystania z gruntów, Grupa tworzy rezerwę. W wycenie tej rezerwy uwzględnia się zgłoszone roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów o potwierdzonej zasadności (tytuł prawny do gruntu), w przypadku których, w ciągu ostatnich 3 lat, prowadzona była korespondencja ze zgłaszającym roszczenie.

Grupa szacuje kwotę rezerwy z tytułu bezumownego korzystania z gruntów w oparciu o operat szacunkowy wykonany przez rzeczoznawcę, bądź samodzielnie, biorąc pod uwagę powierzchnię strefy kontrolowanej w metrach kwadratowych, wysokość czynszu dzierżawnego za rok za metr kwadratowy podobnego gruntu w danej gminie oraz okres bezumownego korzystania z gruntu (nie więcej niż 10 lat). W przypadku, gdy uzyskanie wiarygodnych danych wymaganych do zastosowania metody opisanej powyżej nie jest możliwe, Grupa analizuje indywidualnie zgłoszone roszczenia. Z uwagi na fakt, że wartości przyjęte do ww. kalkulacji wynikają z wielu zmiennych, ostateczne kwoty odszkodowań z tytułu bezumownego korzystania z gruntów, jakie Grupa będzie musiała zapłacić, mogą odbiegać od rozpoznanych rezerw z tego tytułu.

	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 2016	215	182	98	65	46	243	849	
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	150	12	31	-	8	119	320	Nota 3.3.
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(38)	-	(18)	(55)	(19)	(76)	(206)	Nota 3.3.
Wykorzystanie	(184)	-	-	-	-	(33)	(217)	
Zmiany w Grupie	-	-	-	-	-	8	8	
Pozostałe zmiany	-	-	6	-	1	(3)	4	
Stan na 31 grudnia 2016	143	194	117	10	36	258	758	
część długoterminowa	-	4	95	-	24	75	198	
część krótkoterminowa	143	190	22	10	12	183	560	
Stan na 1 stycznia 2017	143	194	117	10	36	258	758	
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	160	-	24	-	7	148	339	Nota 3.3.
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(13)	-	(17)	-	(12)	(59)	(101)	Nota 3.3.
Wykorzystanie	(133)	-	-	-	-	(28)	(161)	
Pozostałe zmiany	(2)	(31)	-	-	-	-	(33)	
Stan na 31 grudnia 2017	155	163	124	10	31	319	802	
część długoterminowa	-	4	63	-	20	94	181	
część krótkoterminowa	155	159	61	10	11	225	621	

*więcej informacji znajduje się w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG



6.3.3. Dotacje

Zasady rachunkowości

Dotacje

Grupa otrzymuje dotacje do aktywów, których udzieleniu towarzyszy podstawowy warunek mówiący o tym, że Grupa powinna zakupić, wytworzyć lub w inny sposób pozyskać aktywa trwałe.

Dotacje do aktywów są ujmowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w pozycji „Dotacje” (część długoterminowa) oraz „Pozostałe zobowiązania” (część krótkoterminowa), a następnie systematycznie, drogą równych odpisów rocznych, odnoszone są w rachunek zysków i strat przez przewidywany okres użytkowania tych aktywów.

Dotacje	2017	2016
Dotacje do aktywów, z tego:	807	856
Budowa KPMG Kosakowo	80	89
Rozbudowa PMG Wierzchowice	421	443
Rozbudowa PMG Strachocina	55	57
Rozbudowa PMG Husów	29	31
Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji	158	164
Pozostałe	64	72
Razem	807	856
W tym długoterminowe	767	815

Dotacje do aktywów

Spółki Grupy prowadzą projekty dofinansowane ze środków Unii Europejskiej.

Największe projekty prowadzone są przez Jednostkę Dominującą i mają na celu zwiększenie pojemności magazynów gazu oraz prawidłowe funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego gazu.

W bieżącym okresie sprawozdawczym, do wskazanych wyżej projektów, PGNiG S.A. nie otrzymała nowych dotacji. Spółka otrzymała natomiast z budżetu Gminy i Miasta Pyzdry dofinansowanie w formie pomocy de minimis do budowy zewnętrznych sieci gazu „Budowa stacji gazowej Pyzdry” w wysokości 0,2 mln zł.

W 2016 roku PGNiG S.A. otrzymała dofinansowanie, ze środków Unii Europejskiej, dotyczące projektu „Przestawienie miejscowości Elk i Olecko z gazu propan-butan na gaz E z zastosowaniem technologii LNG” w wysokości 1,8 mln zł.

W ubiegłym roku, również Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. otrzymała dofinansowanie w kwocie 22 mln zł. Środki te pochodziły z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR) w ramach programu związanego z budową systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacją istniejących sieci dystrybucji.

6.3.4. Pozostałe zobowiązania

Zasady rachunkowości

Pozostałe zobowiązania

Spółka zależna w Grupie (Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.) jako operator systemów dystrybucyjnych zalicza do przychodów przyszłych okresów między innymi opłatę przyłączeniową (wynikającą z zrealizowania usługi do 30 czerwca 2009 roku).

Przychody z tych tytułów rozliczane są w czasie, proporcjonalnie do odpisów amortyzacyjnych dokonywanych od powyższych przyłączy ujętych w ramach rzeczowych aktywów trwałych.

Pozostałe zobowiązania	2017		2016	
	Długoterminowe	Krótkoterminowe	Długoterminowe	Krótkoterminowe
Opłaty przyłączeniowe otrzymane w środkach pieniężnych	318	20	339	20
Niezamortyzowana wartość przyłączy gazowych przekazanych przez odbiorców	186	46	238	47
Zaliczki na dostawy	-	210	-	212
Rozliczenia międzyokresowe bierne	-	120	-	132
Zobowiązania z tytułu koncesji, praw do informacji geologicznej i użytkowania górniczego	76	-	24	-
Pozostałe przychody przyszłych okresów	4	148	2	121
Pozostałe	60	357	66	376
Razem	644	901	669	908

7. Noty dotyczące instrumentów finansowych i zarządzania ryzykiem finansowym

7.1. Instrumenty finansowe

Zasady rachunkowości

Grupa posiada następujące kategorie instrumentów finansowych:

- Pożyczki i należności wyceniane według zamortyzowanego kosztu,
- Zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu,
- Aktywa i zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy,
- Aktywa i zobowiązania stanowiące instrumenty zabezpieczające określone rodzaje ryzyka w ramach rachunkowości zabezpieczeń.

Pożyczki i należności

Grupa klasyfikuje do tej pozycji głównie:

- należności z tytułu dostaw i usług ([nota 6.2.2.](#)),
- środki pieniężne i ich ekwiwalenty ([nota 5.4.](#)).

Zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu

Kategoria ta obejmuje głównie:

- zobowiązania z tytułu dostaw i usług ([nota 6.2.3.](#)),
- zobowiązania z tytułu zadłużenia ([nota 5.2.](#)).

Aktywa i zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy

Do aktywów i zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy Grupa klasyfikuje pochodne instrumenty finansowe nie wyznaczone na instrumenty zabezpieczające w rachunkowości zabezpieczeń. Zasady rachunkowości przedstawiono w [nocie 7.2.](#)

Aktywa i zobowiązania stanowiące zabezpieczenie określonego rodzaju ryzyka w ramach rachunkowości zabezpieczeń

Kategoria ta obejmuje instrumenty pochodne, w odniesieniu do których Grupa stosuje rachunkowość zabezpieczeń. Opis stosowanych zasad dotyczących rachunkowości zabezpieczeń znajduje się w [nocie 7.2.](#)



7.1.1. Uzgodnienie głównych pozycji bilansowych aktywów finansowych do grup wymaganych przez MSR 39

Pozycja bilansowa	Pozycja szczegółowa w nocie	Noty	2017				2016			
			Pożyczki i należności wyceniane według zamortyzowanego kosztu	Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń	Razem	Pożyczki i należności wyceniane według zamortyzowanego kosztu	Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń	Razem
Należności	Należności z tytułu dostaw i usług	Nota 6.2.2.	4 743	-	-	4 743	3 516	-	-	3 516
Pochodne instrumenty finansowe		Nota 7.2.	-	425	25	450	-	483	140	623
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty		Nota 5.4.	2 578	-	-	2 578	5 829	-	-	5 829
Razem			7 321	425	25	7 771	9 345	483	140	9 968

7.1.2. Uzgodnienie głównych pozycji bilansowych zobowiązań do grup wymaganych przez MSR 39

Pozycja bilansowa	Pozycja szczegółowa w nocie	Noty	2017				2016			
			Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń	Razem	Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń	Razem
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	Kredyty bankowe	Nota 5.2.	1 085	-	-	1 085	1 323	-	-	1 323
	Dłużne papiery wartościowe	Nota 5.2.	1 898	-	-	1 898	4 984	-	-	4 984
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	Nota 6.2.3.	1 326	-	-	1 326	1 290	-	-	1 290
Pochodne instrumenty finansowe		Nota 7.2.	-	297	25	322	-	254	92	346
Razem			4 309	297	25	4 631	7 597	254	92	7 943

7.1.3. Przychody i koszty dotyczące aktywów i zobowiązań finansowych

Pozycja rachunku zysków i strat oraz sprawozdania z całkowitych dochodów	Pozycja szczegółowa w notcie / dodatkowe objaśnienia	Noty	2017			2016		
			Pożyczki, należności i zobowiązania wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń	Pochodne instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych	Pożyczki, należności i zobowiązania wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń	Pochodne instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych
Wpływ na rachunek zysków i strat								
	Odsetki od zadłużenia	Nota 3.4.	(70)	-	-	(204)	-	-
	Różnice kursowe	Nota 3.4.	36	-	-	(29)	-	-
Koszty finansowe netto	Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	Nota 3.4.	-	(44)	-	-	59	-
	Różnice kursowe	Nota 3.3.	(122)	-	-	128	-	-
	Odpis z tytułu utraty wartości	Nota 3.3.	(1)	-	-	(17)	-	-
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	Nota 3.3.	-	137	-	-	(202)	-
	Reklasyfikacja z pozostałych całkowitych dochodów	Nota 3.3.	-	-	-	-	-	37
Zużycie surowców i materiałów	Reklasyfikacja z pozostałych całkowitych dochodów	Nota 3.2.	-	-	(12)	-	-	(696)
			(157)	93	(12)	(122)	(143)	(659)
Wpływ na pozostałe całkowite dochody								
	Zyski/straty z wyceny instrumentów pochodnych w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych [część skuteczna]				(88)			124
	Reklasyfikacja wyceny do rachunku zysków i strat w związku z realizacją (rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych)				12			659
					(76)			783
Wpływ na całkowite dochody			(157)	93	(88)	(122)	(143)	124

7.2. Pochodne instrumenty finansowe

Zasady rachunkowości

Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń

Pochodne instrumenty finansowe, które nie stanowią instrumentu zabezpieczającego w rachunkowości zabezpieczeń, klasyfikuje się do „aktywów/zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy”. Instrumenty te stanowią zabezpieczenie w sensie ekonomicznym.

Do instrumentów pochodnych zaklasyfikowanych do „wycenianych w wartości godziwej” zalicza się również te instrumenty pochodne, w stosunku do których unieważniono powiązanie zabezpieczające.

Instrumenty pochodne ujmuje się początkowo w wartości godziwej i wycenia na każdy dzień bilansowy w wartości godziwej z ujęciem skutków wyceny w rachunku zysków i strat w pozycji koszty finansowe netto (m.in. wyceny instrumentów zabezpieczających działalność finansową, np. zaciągnięte zobowiązania dłużne) oraz pozostałe przychody i koszty operacyjne (transakcje zabezpieczające nie objęte rachunkowością zabezpieczeń m.in. kontrakty forward).

Rachunkowość zabezpieczeń

Grupa stosuje rachunkowość zabezpieczeń w celu zabezpieczenia przed ryzykiem zmian cen zakupu gazu oraz kursu walutowego (EUR/PLN i USD/PLN) związanego z przyszłymi zakupami gazu. Ryzyko zmiany cen gazu wynika z wysoce prawdopodobnych prognozowanych przyszłych transakcji zakupu gazu przez Grupę. W odniesieniu do tych transakcji stosowana jest rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych.

Instrumentami zabezpieczającymi są instrumenty pochodne.

Zyski i straty wynikające ze zmiany wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego przepływy pieniężne ujmowane są w pozostałych całkowitych dochodach, w takiej części, w jakiej dany instrument stanowi skuteczne zabezpieczenie związanej z nim pozycji zabezpieczanej. Część nieskuteczną odnosi się w rachunek zysków i strat w pozycji koszty finansowe netto. Kwoty ujęte w pozostałych całkowitych dochodach podlegają przeniesieniu do wyniku finansowego (pozycja „zużycie surowców i materiałów”) w okresie w którym zabezpieczana pozycja wpływa na wynik finansowy.

Grupa zaprzestaje klasyfikowania instrumentów jako zabezpieczające, jeżeli instrument pochodny wygaśnie, zostanie sprzedany, rozwiązany lub zrealizowany lub jeżeli Grupa wycofa wyznaczenie danego instrumentu jako zabezpieczenie albo, jeśli zabezpieczenie przestaje spełniać kryteria rachunkowości zabezpieczeń oraz zaprzestano oczekiwać realizacji planowanej transakcji.

Grupa zawiera transakcje dotyczące następujących instrumentów pochodnych:

Instrumenty pochodne objęte rachunkowością zabezpieczeń

Opis oraz cel wykorzystania instrumentu przez Grupę

Kontrakty forward walutowe	Forward to transakcja na sprzedaż bądź zakup waluty za z góry określoną cenę wykonania z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalane są warunki transakcji forward. Grupa korzysta z kontraktów walutowych forward w celu zabezpieczenia przed wahaniami kursów walutowych w USD i EUR w kontraktach na przyszłe zakupy gazu.
Opcje call walutowe	Opcja call walutowa daje jej posiadaczowi prawo nabycia określonej ilości waluty, po z góry określonej cenie wykonania (tzw. strike). Prawo to może być zrealizowane w dniu wygaśnięcia opcji (opcja europejska). Za prawo, które daje opcja, jej nabywca płaci sprzedającemu opcję premię opcyjną. Grupa kupuje opcje call zabezpieczające kursy walutowe USD i EUR w kontraktach na przyszłe zakupy gazu.
Opcje call towarowe	Nabyta opcja call daje spółce prawo do otrzymania wypłaty określonej kwoty. Wysokość tej wypłaty uzależniona jest od średniej arytmetycznej wartości instrumentu bazowego skalkulowanej za okres ważności instrumentu. Za prawo, które daje opcja, jej nabywca płaci sprzedającemu opcję premię opcyjną. Spółki z Grupy kupują opcje call zabezpieczające przed zmiennością ceny zakupu gazu TTF ¹ .
Opcje put towarowe	Grupa wykorzystuje sprzedane opcje put wyłącznie w ramach strategii zerokosztowych collar. Instrument ten daje spółce prawo do otrzymania określonej kwoty. Wysokość tej kwoty uzależniona jest od średniej arytmetycznej wartości instrumentu bazowego skalkulowanej za okres ważności instrumentu. Za prawo, które daje opcja, jej sprzedawca otrzymuje od kupującego premię opcyjną. Spółki z Grupy sprzedają opcje put zabezpieczające przed zmiennością ceny zakupu gazu TTF ¹ .

Swap towarowy	Instrument dotyczący transakcji, w której strony zobowiązują się do wymiany płatności w ustalonym dniu. Płatności te naliczane są w oparciu o ustalone ilości określonego towaru i jego cenę. W ramach transakcji jedna ze stron zobowiązuje się płacić stałą cenę, natomiast druga cenę zmienną. Nie dochodzi jednakże do fizycznej wymiany towarów będących przedmiotem transakcji. Spółki z Grupy wykorzystują instrument jako zabezpieczenie przed zmiennością ceny zakupu gazu TTF ¹ .
IRS	Interest Rate Swap jest to instrument, w którym dla danej umownej kwoty bazowej następuje zamiana przepływów odsetkowych wyrażonych w PLN z oprocentowaniem stałym na oprocentowanie zmienne.

Instrumenty pochodne nie objęte rachunkowością zabezpieczeń

Opis oraz cel wykorzystania instrumentu przez Grupę

CCIRS	Cross Currency Interest Rate Swap - to instrument, w którym dla danej umówionej kwoty bazowej następuje zamiana przepływów dotyczących stopy procentowej i waluty po stałym ustalonym kursie wymiany. Instrumenty te zamieniają zmienne oprocentowanie wyrażone w NOK na zmienne oprocentowanie wyrażone w PLN lub stałe oprocentowanie wyrażone w EUR na zmienne oprocentowanie wyrażone w PLN.
Kontrakty forward walutowe	Opis oraz cel instrumentu został podany w poprzedniej tabeli.
Kontrakty futures na energię elektryczną ²	Futures to wystandaryzowana transakcja umożliwiająca sprzedaż bądź zakup towaru na rynku regulowanym za z góry określoną cenę wykonania z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalane są warunki transakcji futures. Spółki z Grupy wykorzystują instrument w celu ekonomicznego zabezpieczenia przed zmianami cen przyszłych zakupów energii elektrycznej oraz gazu.
Kontrakty futures na CO ₂	Futures to wystandaryzowana transakcja umożliwiająca sprzedaż bądź zakup uprawnień do emisji CO ₂ na rynku regulowanym za z góry określoną cenę wykonania z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalane są warunki transakcji futures. Spółki z Grupy wykorzystują instrument w celu ekonomicznego zabezpieczenia przed zmianami cen przyszłych zakupów uprawnień do emisji CO ₂ .
Kontrakty forward na energię elektryczną oraz gaz	Forward to transakcja umożliwiająca sprzedaż bądź zakup towaru za z góry określoną cenę wykonania z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalane są warunki transakcji forward. Spółki z Grupy wykorzystują instrument w celu ekonomicznego zabezpieczenia przed zmianami cen przyszłych zakupów energii elektrycznej oraz gazu. ³

1. Natural Gas at the Title Transfer Facility (TTF) –indeks giełdowy dotyczący praw do gazu ziemnego funkcjonujący w ramach wirtualnej działalności tradingowej prowadzonej przez operatora systemu przesyłowego w Holandii

2. EE- futures Phelix na energię elektryczną zawierany na giełdzie EEX

3. forwardy na energię elektryczną oraz gaz zawierane na Towarowej Giełdzie Energii S.A.

	2017		2016	
	Aktywa	Zobowiązania	Aktywa	Zobowiązania
Instrumenty pochodne, dla których stosowana jest rachunkowość zabezpieczeń	25	25	140	92
Instrumenty pochodne, dla których nie jest stosowana rachunkowość zabezpieczeń	425	297	483	254
Razem	450	322	623	346

Instrumenty pochodne zabezpieczające w rachunkowości zabezpieczeń

Typ instrumentu pochodnego	2017					2016		
	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	70 USD	1 - 3 m-cy	3,51-3,72	3,60	(8)	-	-	-
Opcje call USD	-	-	-	-	-	70 USD	1 - 3 m-cy	15
					(8)			15
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu gazu								
Opcje call TTF	2 MWh	1-12 m-cy	16,6-22,0	17,11	13	8 MWh	do 3 lat	83
Opcje put TTF	-	-	-	-	-	0,26 MWh	do 3 lat	(2)
Swap TTF	1 MWh	1-12 m-cy	13,72-18,1	14,57	12	4 MWh	do 3 lat	42
Swap TTF	0,13 MWh	1-3 m-cy	20,65-20,93	20,74	(1)	5 MWh	do 3 lat	(44)
					24			79
Pochodne instrumenty dotyczące ryzyka stopy procentowej								
IRS	-	-	-	-	-	143 PLN	od 6 m-cy do 3,5 lat	-
IRS	1 500 PLN	1 - 3 lata	3,65%-4,07%	0,04	(16)	1 500 PLN	1 - 3 lata	(46)
				Razem	-	Razem		48
			W tym:	Aktywa	25	W tym:	Aktywa	140
				Zobowiązania	25		Zobowiązania	92



Instrumenty pochodne nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń

Typ instrumentu pochodnego	2017		2016	
	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				
EUR	-	-	500 EUR	204
NOK	2 318 NOK	114	2 318 NOK	14
Forward				
EUR	98 EUR	(12)	-	-
		102		218
Pochodne instrumenty ekonomicznie zabezpieczające ceny zakupu energii elektrycznej				
Forward				
Energia Elektryczna TGE	476 MWh	36	3 MWh	12
Energia Elektryczna TGE	882 MWh	(34)	7 MWh	(7)
Energia Elektryczna OTC	1 MWh	40	1 MWh	22
Energia Elektryczna OTC	2 MWh	(64)	1 MWh	(39)
Futures				
Energia Elektryczna EEX AG	2 MWh	71	2 MWh	67
Energia Elektryczna EEX AG	2 MWh	(47)	1 MWh	(48)
		2		7
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu gazu				
Forward				
Gaz TGE	3 MWh	-	-	-
Gaz OTC	15 MWh	94	11 MWh	130
Gaz OTC	17 MWh	(113)	11 MWh	(133)
Futures				
Gaz ICE ENDEX B.V.	2 MWh	16	1 MWh	13
Gaz ICE ENDEX B.V.	2 MWh	(9)	1 MWh	(12)
Gaz POWERNEXT SA	4 MWh	28	1 MWh	16
Gaz POWERNEXT SA	3 MWh	(17)	1 MWh	(15)
		(1)		(1)
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu praw do emisji CO₂				
Forward	7 EUR	-	3 EUR	-
Forward	12 t	(1)	-	-
Futures	11 t	1	2 t	5
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu praw majątkowych do świadectw pochodzenia dla energii - OZE				
Forward	0,86 MWh	1	-	-
		1		
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu akcji				
Opcje	9	24	-	-
	Razem	128	Razem	229
	W tym:		W tym:	
	Aktywa	425	Aktywa	483
	Zobowiązania	297	Zobowiązania	254

Wycena aktywów oraz zobowiązań z tytułu pochodnych instrumentów finansowych klasyfikowana jest do poziomu 2 w hierarchii wartości godziwej (tj. wycena przy zastosowaniu obserwowalnych danych wejściowych inne niż ceny notowane).

Instrument	Metoda wyceny	Główne dane w modelu wyceny
Opcje walutowe call	Model Garmana-Kohlhagena	Dane rynkowe dotyczące: stóp procentowych, kursów walutowych, basis spread'ów cen towarów i zmienności
Towarowe opcje azjatyckie call i put	Model Espen Levy'ego	spread'ów cen towarów i zmienności towarowej (volatility)
Kontrakty forward, forwardy rozliczane do średniej, swapy oraz transakcje CCIRS i IRS	Metoda dyskontowa	

7.3. Zasady zarządzania ryzykiem finansowym

Grupa prowadząc swoją działalność gospodarczą narażona jest w szczególności na następujące rodzaje ryzyka finansowego:

- Ryzyko kredytowe (nota 7.3.1.)
- Ryzyko rynkowe, w tym:
 - Ryzyko cen towarów (nota 7.3.2.1.)
 - Ryzyko walutowe (nota 7.3.2.2.)
 - Ryzyko stopy procentowej (nota 7.3.2.3.)
- Ryzyko płynności (nota 7.3.3.)

W celu efektywnego zarządzania ryzykiem finansowym, w Jednostce Dominującej realizowana jest „Polityka zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A.” (Polityka), określająca podział kompetencji i zadań pomiędzy poszczególne jednostki organizacyjne Spółki w procesie zarządzania i kontroli ryzyka finansowego. Za przestrzeganie Polityki oraz jej okresową aktualizację odpowiada Komitet Ryzyka, który przedstawia propozycje zasad oraz na bieżąco ocenia, czy Polityka dotycząca ryzyka jest realizowana, jak również wprowadza niezbędne jej modyfikacje.

7.3.1. Ryzyko kredytowe

Przez **ryzyko kredytowe** Grupa rozumie w szczególności możliwość nieterminowego lub całkowitego braku wywiązania się kontrahenta spółki ze zobowiązań, bądź możliwość nieodzyskania ulokowanych środków pieniężnych.

Grupa Kapitałowa PGNiG posiada ekspozycję na ryzyko kredytowe głównie z tytułu niżej zaprezentowanych pozycji.

Maksymalna ekspozycja na ryzyko, odpowiadająca wartości bilansowej pozycji	2017	2016
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (środki pieniężne w banku oraz lokaty bankowe)	2 578	5 829
Środki pieniężne o długoterminowym ograniczeniu możliwością dysponowania	180	190
Należności z tyt. dostaw i usług	4 743	3 516
Udzielone pożyczki	573	249
Wartość dodatnia pochodnych instrumentów finansowych	450	623
Razem	8 524	10 407

Grupa stosuje zasadę zawierania transakcji dotyczących instrumentów finansowych z wieloma podmiotami charakteryzującymi się wysoką zdolnością kredytową. Przy wyborze partnerów finansowych, Grupa kieruje się przede wszystkim ich standingiem finansowym, zweryfikowanym przez agencje ratingowe, a także udziałem w rynku oraz posiadaną reputacją.

Ekspozycja na ryzyko kredytowe poszczególnych pozycji wskazanych powyżej wynika z wartości bilansowej tych pozycji.

7.3.1.1. Ryzyko kredytowe związane ze środkami pieniężnymi i lokatami bankowymi

Grupa dąży do minimalizacji ekspozycji kredytowej, w szczególności poprzez dywersyfikację podmiotów (głównie banków), z którymi zawierane są transakcje lokacyjne.

Na dzień bilansowy nie występuje koncentracja ryzyka kredytowego. Udział procentowy trzech banków, w których ulokowano najwięcej środków pieniężnych wynosi na koniec 2017 roku: 36%, 22%, 19% całego salda środków pieniężnych (w roku 2016 odpowiednio: 38%, 28%, 12%).

Ponadto Jednostka Dominująca podpisała ze wszystkimi bankami, w których lokuje środki finansowe, Umowy Ramowe szczegółowo regulujące warunki zawierania i rozliczania wszelkich transakcji finansowych.

Grupa ocenia ryzyko kredytowe w opisywanym obszarze poprzez ciągłą weryfikację kondycji finansowej banków, odzwierciedlającej się w zmianach ratingu finansowego przyznawanego przez zewnętrzne agencje ratingowe.

Grupa lokuje swoje środki w zdywersyfikowany portfel lokat w bankach o uznanej renomie, zgodnie z poniższą strukturą, uwzględniającą również zawarte z daną instytucją finansową transakcje dotyczące instrumentów pochodnych (w pozycji aktywa).

	Raiting wg agencji	2017		2016		
		Fitch	Lokaty bankowe	Instrumenty pochodne (aktywa)	Lokaty bankowe	Instrumenty pochodne (aktywa)
Bank\Instytucja Finansowa	A+		0%	0%	12%	6%
Bank\Instytucja Finansowa	A		4%	4%	28%	0%
Bank\Instytucja Finansowa	A-		88%	19%	50%	8%
Bank\Instytucja Finansowa	A1 (Raiting wg agencji Moody's)		0%	0%	0%	2%
Bank\Instytucja Finansowa	A2		0%	7%	7%	26%
Bank\Instytucja Finansowa	A2 (Raiting wg agencji Moody's)		0%	0%	0%	3%
Bank\Instytucja Finansowa	A3 (Raiting wg agencji Moody's)		1%	0%	0%	2%
Bank\Instytucja Finansowa	AA-		0%	0%	0%	3%
Bank\Instytucja Finansowa	BBB+		0%	0%	0%	7%
Bank\Instytucja Finansowa	BBB		4%	0%	2%	0%
Gieldy	-		0%	26%	0%	16%
Rynek OTC	-		0%	38%	0%	26%
Bank\Instytucja Finansowa, pozostałe	-		3%	6%	1%	1%
Razem			100%	100%	100%	100%

7.3.1.2. Ryzyko kredytowe związane z należnościami

Istotne wartościowo ryzyko kredytowe dotyczy należności z tytułu dostaw i usług (tj. ze sprzedaży gazu ziemnego, gazu LNG, ropy naftowej, a także energii elektrycznej) oraz pozostałych należności (należności ze sprzedaży uprawnień do emisji dwutlenku węgla oraz praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii elektrycznej).

Część transakcji dotyczących sprzedaży gazu zawieranych jest na Towarowej Gieldzie Energii (TGE). Transakcje zawierane na TGE nie powodują powstania ekspozycji na ryzyko kredytowe, ponieważ system gwarantowania rozliczeń za pośrednictwem Izby Rozliczeniowej Giełd Towarowych (IRGiT) zapewnia bezpieczeństwo rozliczeń każdemu Członkowi Izby w razie niewypłacalności poszczególnych uczestników rynku. Transakcje te stanowią około 55 % obrotów w ciągu roku. Salda z tytułu rozliczenia transakcji zawieranych za pośrednictwem TGE na dzień bilansowy nie są istotne.

W celu zminimalizowania ryzyka niespłacalności wierzytelności z tytułu sprzedaży poza TGE wprowadzane są jednolite zasady zawierania umów kompleksowych sprzedaży, mające na celu zabezpieczenie należności handlowych z tego tytułu.

Zgodnie z obowiązującymi w Grupie procedurami, każdy kontrahent instytucjonalny, poddawany jest regularnej ocenie pod kątem zdolności do wywiązywania się z bieżących i przyszłych umownych zobowiązań. Dokonana ocena stanowi bazę do ustalenia indywidualnego limitu kredytowego lub określenia warunków umowy w tym sposobu rozliczeń i ewentualnej konieczności ustanowienia zabezpieczenia należności. Grupa ogranicza ponadto ryzyko kredytowe związane z należnościami poprzez bieżący monitoring kondycji finansowej kontrahentów, przeprowadzając czynności windykacyjne zgodnie z obowiązującymi w Grupie procedurami.

W przypadku kontrahentów indywidualnych służby windykacyjne na bieżąco monitorują stan należności przeterminowanych od pierwszego dnia powstania należności. W ramach realizowanego wewnętrznie procesu przedsądowego stosowane są standardowe sekwencje czynności windykacyjnych, m.in.: powiadomienie o istniejących zaległościach (sms/email, rozmowa telefoniczna), wezwanie do zapłaty, zawiadomienie oraz wstrzymanie dostaw paliwa gazowego na podstawie art. 6b ust 1 pkt. 2) Ustawy Prawo Energetyczne. W ostateczności Spółka wypowiada umowy z powodu braku zapłaty. W dalszej kolejności sprawy kierowane są na drogę postępowania sądowego i egzekucyjnego. Wierzytelności nieodzyskane w ramach przewidzianych procedurami działań windykacyjnych kierowane są do sprzedaży.

W Grupie nie występuje koncentracja ryzyka kredytowego. Na dzień 31 grudnia 2017 roku saldo należności z tyt. dostaw i usług od największych trzech odbiorców stanowiło odpowiednio 10,4%, 2,1%, 1,5% salda należności z tytułu dostaw i usług (31 grudnia 2016 r.: 4,7%, 2,8%, 2,7%).

7.3.1.3. Ryzyko kredytowe związane z zawartymi transakcjami dotyczącymi pochodnych instrumentów finansowych

Pochodne transakcje finansowe są zawierane z bankami o uznanej renomie i wysokim standingu finansowym. Ponadto ze współpracującymi bankami zawarte są Umowy Ramowe lub umowy ISDA regulujące szczegółowe zasady współpracy i określające kwoty progowe na maksymalną ekspozycję z tytułu wartości godziwej zawartych instrumentów pochodnych. W związku z powyższym, Grupa nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego związanego z zawartymi transakcjami zabezpieczającymi.

Ocena jakości kredytowej banków na podstawie ratingów kredytowych została zaprezentowana w tabeli w [nocie 7.3.1.1](#).

Na dzień 31 grudnia 2017 roku udział procentowy banków, z którymi zawarto najwięcej (wartościowo) transakcji dotyczących instrumentów pochodnych, których wycena jest pozytywna wynosi: 61%, 23% oraz 5% (2016: 18%, 8% oraz 7%). (Ryzyko rynkowe

Przez **ryzyko rynkowe** Grupa rozumie możliwość niekorzystnego wpływu zmiany warunków na rynkach finansowych i towarowych na wartość ekonomiczną lub wynik finansowy Grupy.

Zgodnie z przyjętą polityką, celami procesu zarządzania ryzykiem rynkowym w Grupie są:

- ograniczenie zmienności przepływów pieniężnych związanych z działalnością Grupy do akceptowalnych poziomów w krótkim i średnim horyzoncie czasowym;
- budowanie wartości firmy w długim okresie czasu.

Biorąc pod uwagę potencjalną skalę wpływu na wyniki finansowe, Grupa wyodrębnia następujące czynniki ryzyka rynkowego:

Wpływ na wyniki finansowe	Ryzyko rynkowe	Podejście do zarządzania ryzykiem
	Ceny gazu i produktów ropopochodnych	Ryzyko zarządzane jest poprzez zakup instrumentów pochodnych zabezpieczających ceny gazu.
	Kurs EUR/PLN, USD/PLN oraz NOK/PLN	[jw.] Ryzyko wynika głównie z zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz wyemitowanych instrumentów dłużnych. Ryzyko jest zabezpieczane ekonomicznie poprzez dokonywanie zakupów w tej samej walucie.
	Stopy procentowe	Ryzyko jest zabezpieczane poprzez zawieranie pochodnych instrumentów zabezpieczających.
	Ceny pozostałych towarów	Ryzyko uznane za nieistotne.

7.3.1.4. Ryzyko cen towarów

Przez **ryzyko cen towarów** Grupa rozumie możliwość niekorzystnego wpływu zmiany cen towarów na wynik finansowy Grupy.

Ryzyko cen towarów w Grupie związane jest głównie z kontraktami na zakup paliwa gazowego oraz kontraktami sprzedaży paliwa gazowego, wynikającymi z codziennego ofertowania i sprzedaży na TGE. Czynnikiem ryzyka jest zmienność cen gazu i produktów ropopochodnych na światowych giełdach paliwowych. W niektórych kontraktach formuła wyliczenia ceny zakupu paliwa gazowego ogranicza zmienność poprzez zastosowanie średnioważonych cen z poprzednich miesięcy.

Ryzyko cen towarów jest także związane z obrotem energią elektryczną, prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia energii oraz uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla. Handel energią elektryczną odbywa się na giełdowych rynkach regulowanych w Polsce i za granicą. Grupa zawiera także transakcje poza rynkiem regulowanym w oparciu o umowy ramowe. Zarządzanie ekspozycją na ryzyko cen towarów odbywa się poprzez wdrożenie mechanizmów identyfikacji, kalkulacji i monitorowania wysokości ekspozycji, wycenę otwartej pozycji, pomiar wartości narażonej na ryzyko oraz wdrożenie systemu limitów na ryzyko rynkowe.

Do zabezpieczenia cen zakupu gazu, w roku 2017 i 2016, Grupa stosowała rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych. Szczegóły dotyczące rachunkowości zabezpieczeń przedstawiono w **nocie 7.2**.

W odniesieniu do cen energii elektrycznej, praw do emisji CO₂ i świadectw pochodzenia Grupa stosuje instrumenty pochodne stanowiące ekonomiczne zabezpieczenie, lecz nie stosuje rachunkowości zabezpieczeń. Dalsze informacje na temat instrumentów pochodnych nie objętych rachunkowością zabezpieczeń przedstawiono w **nocie 7.2**.

W poniższych tabelach została zaprezentowana analiza wrażliwości dla istotnych towarowych transakcji na surowcach energetycznych (tj. TTF) na zmiany cen dla 2017 i 2016 roku.

2017	Wartość bilansowa	TTF,EE - zmiana ceny o:			
		+20%		-20%	
		Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	312	45	-	10	-
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	286	(10)	-	(28)	-
Wpływ zmian cen TTF, EE*		35	-	(18)	-

*TTF, EE - objaśnienia skrótów podano w rozdziale 7.2.

2016	Wartość bilansowa	TTF,EE - zmiana ceny o:			
		+25%		-25%	
		Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	389	31	248	2	-
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	299	(7)	-	(34)	(164)
Wpływ zmian cen TTF, EE*		24	248	(32)	(164)

*TTF, EE - objaśnienia skrótów podano w rozdziale 7.2.

7.3.1.5. Ryzyko walutowe

Przez **ryzyko walutowe** Grupa rozumie możliwość niekorzystnego wpływu zmiany kursów walutowych na wynik finansowy Grupy.

Grupa narażona jest głównie na ryzyko zmiany kursów EUR/PLN, USD/PLN oraz NOK/PLN. Ryzyko walutowe występuje przede wszystkim w Jednostce Dominującej. Kluczowe źródła ekspozycji na ryzyko walutowe to:

- Zobowiązania z tytułu dostaw i usług (głównie zobowiązania za dostawy zakupionego przez Grupę gazu ([nota 6.2.3.](#)),
- Wyemitowane w EUR papiery dłużne ([nota 5.2.](#)),
- Instrumenty pochodne typu CCIRS zabezpieczające pożyczkę udzieloną spółce PGNiG Upstream Norway AS w NOK (pożyczka eliminowana w sprawozdaniu skonsolidowanym) ([nota 7.2.](#)),
- Środki pieniężne i ich ekwiwalenty ([nota 5.4.](#))

Głównym celem podejmowanych przez Grupę działań zabezpieczających przed ryzykiem walutowym jest ochrona przed wahaniami kursów wymiany. Szczegóły dotyczące zawartych transakcji zabezpieczających przedstawiono w [nocie 7.2.](#)

W odniesieniu do ryzyka walutowego wynikającego ze zobowiązań handlowych z tytułu płatności w obcych walutach (głównie USD i EUR), w 2017 roku Grupa stosowała zabezpieczenie poprzez wykorzystanie instrumentów pochodnych typu: opcje call z rozliczeniem w stylu europejskim oraz forward. Szczegółowe informacje na temat zawartych instrumentów pochodnych (tj. instrumentów pochodnych w rachunkowości zabezpieczeń oraz stanowiących zabezpieczenie ekonomiczne poza rachunkowością zabezpieczeń) przedstawione zostały w [nocie 7.2.](#)

Poniższa tabela prezentuje ekspozycję Grupy na ryzyko walutowe wynikające z istotnych pozycji wyrażonych w walutach obcych oraz analizę wrażliwości Grupy na ryzyko zmiany kursu walut obcych, która w ocenie Grupy byłaby rozsądnie możliwa na dzień bilansowy (stan na 31 grudnia 2017 roku).



2017	Wartość bilansowa	Wartość narażona na ryzyko walutowe	EUR/PLN				USD/PLN				NOK/PLN				
			zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		
			Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	
Aktywa finansowe															
Należności z tytułu dostaw i usług	4 743	1 164	66	-	(66)	-	21	-	(21)	-	2	-	(2)	-	Nota 6.2.2.
Pochodne instrumenty finansowe (aktywa)	450	114	2	-	-	-	-	20	-	-	-	-	86	-	Nota 7.2.
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 578	246	15	-	(15)	-	3	-	(3)	-	-	-	-	-	Nota 5.4.
Zobowiązania finansowe															
Zobowiązanie z tytułu zadłużenia	3 006	827	(44)	-	44	-	(23)	-	23	-	-	-	-	-	Nota 5.2.
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 326	904	(29)	-	29	-	(40)	-	40	-	(2)	-	2	-	Nota 6.2.3.
Pochodne instrumenty finansowe (zobowiązania)	322	20	-	-	(2)	-	-	-	(20)	-	(86)	-	-	-	Nota 7.2.
Wpływ zmian kursów			10	-	(10)	-	(39)	20	39	(20)	(86)	-	86	-	

2016	Wartość bilansowa	Wartość narażona na ryzyko walutowe	EUR/PLN				USD/PLN				NOK/PLN				
			zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		
			Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	
Aktywa finansowe															
Należności z tytułu dostaw i usług	3 516	686	32	-	(32)	-	19	-	(19)	-	1	-	(1)	-	Nota 6.2.2.
Pochodne instrumenty finansowe (aktywa)	623	233	187	-	-	-	-	24	-	-	-	-	94	-	Nota 7.2.
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	5 829	640	18	-	(18)	-	32	-	(32)	-	-	-	-	-	Nota 5.4.
Zobowiązania finansowe															
Zobowiązanie z tytułu zadłużenia	6 352	3 609	(243)	-	243	-	(49)	-	49	-	-	-	-	-	Nota 5.2.
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 290	939	(23)	-	23	-	(48)	-	48	-	(2)	-	2	-	Nota 6.2.3.
Pochodne instrumenty finansowe (zobowiązania)	346	-	-	-	(187)	-	-	-	(12)	-	(94)	-	-	-	Nota 7.2.
Wpływ zmian kursów			(29)	-	29	-	(46)	24	46	(12)	(95)	-	95	-	

7.3.1.6. Ryzyko stopy procentowej

Przez **ryzyko stopy procentowej** Grupa rozumie możliwość niekorzystnego wpływu zmiany stóp procentowych na wynik finansowy Grupy.

Głównym źródłem ryzyka stopy procentowej w Grupie są:

- środki pieniężne i ich ekwiwalenty (lokaty bankowe) (**nota 5.4.**),
- zobowiązania z tytułu zadłużenia (**nota 5.2.**),
- pochodne instrumenty finansowe na stopę procentową - CCIRS, IRS poza rachunkowością zabezpieczeń (**nota 7.2.**).

Grupa monitoruje ryzyko rynkowe (walutowe i stopy procentowej) poprzez analizę wrażliwości i miarę wartości narażonej na ryzyko VaR. VaR (value at risk) czyli wartość zagrożona oznacza, że maksymalna strata z tytułu zmiany wartości rynkowej (godziennej) z określonym prawdopodobieństwem (np. 99%) nie będzie większa niż ta wartość w okresie kolejnych n dni roboczych. VaR szacowany jest metodą wariancji – kowariancji.

Pozycje oprocentowane według stopy zmiennej narażają Grupę na ryzyko zmiany przepływów pieniężnych z danej pozycji w wyniku zmiany stóp procentowych, poprzez wpływ na wysokość przychodów lub kosztów odsetkowych ujmowanych w wyniku finansowym. Pozycje oprocentowane według stałej stopy narażają Grupę na ryzyko wartości godzinowej danej pozycji, jednakże ze względu na fakt, że pozycje te (z wyjątkiem instrumentów pochodnych) są wyceniane według zamortyzowanego kosztu, zmiana wartości godzinowej nie wpływa na wycenę tych pozycji wycenianych wg zamortyzowanego kosztu oraz na wynik finansowy.

Główne pozycje narażone na ryzyko stóp procentowych oraz analizę wrażliwości na ryzyko zmiany stóp procentowych w odniesieniu do pozycji oprocentowanych według stopy zmiennej, która w ocenie Grupy byłaby rozsądnie możliwa na dzień bilansowy przedstawiono w poniższej tabeli.

	2017				2016				
	Wartość bilansowa	Saldo oprocentowane wg stopy zmiennej	Zmiana oprocentowania o +30 pb	Zmiana oprocentowania o -30 pb	Wartość bilansowa	Saldo oprocentowane wg stopy zmiennej	Zmiana oprocentowania o +40 pb	Zmiana oprocentowania o -40 pb	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 578	907	3	(3)	5 829	4 593	18	(18)	<i>Nota 5.4.</i>
Instrumenty pochodne CIRS poza rachunkowością zabezpieczeń - aktywa	102	983	-	-	218	3 340	(9)	9	<i>Nota 7.2.</i>
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	3 006	1 104	(3)	3	6 352	4 062	(16)	16	<i>Nota 5.2.</i>
Instrumenty pochodne IRS w rachunkowości zabezpieczeń - zobowiązania	16	1 500	5	(5)	46	1 500	6	(6)	<i>Nota 7.2.</i>
Wpływ po uwzględnieniu rachunkowości zabezpieczeń			5	(5)			(1)	1	

7.3.2. Ryzyko płynności

Przez **ryzyko płynności** Grupa rozumie możliwość utraty płynności wpływającej na brak możliwości sfinansowania potrzeb kapitałowych lub możliwość wystąpienia strukturalnej nadpłynności niekorzystnie wpływającej na rentowność prowadzonej przez Grupę działalności.

Głównym zadaniem Grupy w procesie zarządzania ryzykiem płynności jest bieżąca kontrola i planowanie poziomu płynności. Poziom płynności jest kontrolowany poprzez przygotowywanie prognozy przepływów pieniężnych obejmującej okres co najmniej 12 miesięcy i aktualizowanej co miesiąc. Realizacja planowanych przepływów jest cyklicznie weryfikowana i obejmuje m.in. analizę niezrealizowanych przepływów pieniężnych, ich przyczyny i skutki.

Zagrożenia związanego z ryzykiem płynności nie należy wyłącznie utożsamiać z ryzykiem utraty płynności przez Grupę. Równie istotnym zagrożeniem może być strukturalna nadpłynność, która niekorzystnie wpływa na rentowność prowadzonej przez Grupę działalności. Grupa na bieżąco kontroluje i planuje poziom swojej płynności finansowej. Na dzień 31 grudnia 2017 roku nie występowało zadłużenie w rachunkach bieżących Grupy.

W celu zwiększenia bezpieczeństwa płynności Grupa uruchomiła kilka programów emisji obligacji. Szczegóły na temat wyemitowanych obligacji przedstawiono w **nocie 5.2**.

Ponadto, spółki Grupy Kapitałowej posiadają umowy na linie kredytowe, których limity przedstawiono w **nocie 5.2.1**.

W Jednostce Dominującej ryzyko płynności jest znacząco ograniczone przez stosowanie „Procedury zarządzania płynnością w PGNiG S.A.”. Procedura zapewnia prawidłowe zarządzanie płynnością finansową, poprzez:

- Realizację płatności,
- Prognozowanie przepływów pieniężnych,
- Optymalne zarządzanie wolnymi środkami pieniężnymi,
- Pozyskanie i restrukturyzację finansowania działalności bieżącej i przedsięwzięć inwestycyjnych,
- Zabezpieczenie ryzyka chwilowej utraty płynności wskutek niespodziewanych zakłóceń oraz obsługę zawartych umów kredytowych.

Wycena ryzyka płynności oparta jest o bieżącą i szczegółową kontrolę przepływów pieniężnych, uwzględniającą prawdopodobieństwo terminu realizacji danych przepływów oraz planowaną pozycję gotówkową netto.

Analiza wymagalności zobowiązań finansowych w wartościach umownych niezdyktowanych przedstawiona została w poniższych tabelach.

2017	Umowne terminy wymagalności od końca okresu sprawozdawczego					Razem	Wartość bilansowa
	do 3 m-cy	3-12 m-cy	1-3 lata	3 - 5 lat	powyżej 5 lat		
Zobowiązania z tyt. zadłużenia							
Kredyty bankowe	4	136	311	474	160	1 085	1 085
Dłużne papiery wartościowe	1 900	-	-	-	-	1 900	1 898
Pozostałe	4	12	6	1	-	23	23
Zobowiązania z tytułu dostaw	2 190	49	64	35	38	2 376	2 376
Zobowiązania z tytułu instrumentów pochodnych							
IRS w rachunkowości zabezpieczeń							
- wpływy	15	16	-	-	-	31	-
- wypływy	(15)	(15)	-	-	-	(30)	16
Forward							
- wpływy	857	573	853	1	-	2 284	-
- wypływy	(120)	(514)	(809)	-	-	(1 443)	232
Pozostałe instrumenty pochodne							
- wpływy	5	9	1	-	-	15	-
- wypływy	(1)	-	(5)	-	-	(6)	74
Zobowiązania finansowe – wpływy	4 234	726	1 195	510	198	6 863	-
Zobowiązania finansowe z uwzględnieniem wpływów z instrumentów pochodnych	3 357	128	341	509	198	4 533	5 704

2016	Umowne terminy wymagalności od końca okresu sprawozdawczego					Razem	Wartość bilansowa
	do 3 m-cy	3-12 m-cy	1-3 lata	3 - 5 lat	powyżej 5 lat		
Zobowiązania z tyt. zadłużenia							
Kredyty bankowe	23	120	256	504	420	1 323	1 323
Dłużne papiery wartościowe	2 338	2 500	103	41	-	4 982	4 984
Pozostałe	8	18	27	-	-	53	45
Zobowiązania z tytułu dostaw	2 168	53	34	11	45	2 311	2 311
Zobowiązania z tytułu instrumentów pochodnych							
IRS w rachunkowości zabezpieczeń							
- wpływy	15	46	91	-	-	152	-
- wypływy	(15)	(45)	(88)	-	-	(148)	46
Forward							
- wpływy	405	639	200	-	-	1 244	-
- wypływy	(408)	(614)	(114)	(1)	-	(1 137)	179
Pozostałe instrumenty pochodne							
- wpływy	-	-	-	40	-	40	-
- wypływy	(16)	(47)	(20)	-	-	(83)	121
Zobowiązania finansowe – wpływy	4 976	3 397	642	557	465	10 037	-
Zobowiązania finansowe z uwzględnieniem wpływów z instrumentów pochodnych	4 556	2 712	351	517	465	8 601	9 009



8. Noty pozostałe

8.1. Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej

2017	Liczba akcji	Całkowita wartość nominalna akcji	Udział w kapitale akcyjnym / udział w liczbie głosów
Akcjonariusz			
Skarb Państwa	4 153 706 157	4 153 706 157	71,88%
Pozostali akcjonariusze	1 624 608 700	1 624 608 700	28,12%
Razem	5 778 314 857	5 778 314 857	100,00%

2016	Liczba akcji	Całkowita wartość nominalna akcji	Udział w kapitale akcyjnym / udział w liczbie głosów
Akcjonariusz			
Skarb Państwa	4 153 706 157	4 153 706 157	71,88%
Pozostali akcjonariusze	1 624 608 700	1 624 608 700	28,12%
Razem	5 778 314 857	5 778 314 857	100,00%

8.2. Zysk na akcję

Zasady rachunkowości

Podstawowy zysk przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku/(straty) netto za okres sprawozdawczy, przypisanego zwykłym akcjonariuszom Jednostki Dominującej, przez średnią ważoną liczbę akcji zwykłych w danym okresie sprawozdawczym.

Rozwodniony zysk na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku/(straty) netto za okres sprawozdawczy, przypisanego zwykłym akcjonariuszom (po potrąceniu odsetek od umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych na akcje zwykłe), przez średnią ważoną liczbę akcji zwykłych w danym okresie sprawozdawczym (skorygowaną o wpływ opcji rozwadniających oraz rozwadniających umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych na akcje zwykłe).

Rozwodniony zysk na jedną akcję jest równy podstawowemu zyskowi na jedną akcję, ponieważ w Grupie nie występują instrumenty rozwadniające.

Wartość zysku na akcję oraz średnia ważona liczba akcji zwykłych została przedstawiona w Skonsolidowanym rachunku zysków i strat.

8.3. Aktywa przeznaczone do sprzedaży

Zasady rachunkowości

Grupa klasyfikuje składnik aktywów trwałych (lub grupę aktywów przeznaczonych do zbycia) jako przeznaczony do sprzedaży, jeśli jego wartość bilansowa zostanie odzyskana przede wszystkim w drodze transakcji sprzedaży, a nie poprzez jego dalsze wykorzystanie. Aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży wyceniane są w kwocie niższej spośród dwóch wartości: wartości księgowej netto i wartości godziwej pomniejszonej o koszty związane ze sprzedażą. Jeśli wartość godziwa jest niższa od wartości księgowej netto, różnicę ujmuje się jako odpis aktualizujący w rachunku zysków i strat.

Składnik aktywów (grupa) przeznaczony do sprzedaży	Warunki zbycia i jego oczekiwany termin	Wartość bilansowa	
		2017	2016
Udziały w przeznaczonych do sprzedaży spółkach	Zgodnie z wyceną sporządzoną przez rzeczoznawcę oraz ustalone w ramach negocjacji (oczekiwany termin zbycia 2018 rok)	3	3
Nieruchomość (budynek biurowy) w Krakowie, ul. Lubicz 25	W trakcie sprzedaży	40	-
Pozostałe aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży	Przetarg (oczekiwany termin zbycia 2018 - 2019 rok)	23	54
Razem		66	57

8.4. Pozostałe aktywa

Zasady rachunkowości

Udzielone pożyczki wycenia się początkowo według wartości godziwej, a na każdy dzień bilansowy według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej.

Środki pieniężne o długoterminowym ograniczeniu możliwością dysponowania to środki Funduszu Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG), które Jednostka Dominująca gromadzi na wyodrębnionym rachunku bankowym, dokonując wpłat na fundusz począwszy od dnia rozpoczęcia działalności, do rozpoczęcia likwidacji zakładu górniczego. Środki funduszu pochodzącego z odpisów zwiększa się o wpływy pochodzące z oprocentowania aktywów funduszu. Z uwagi na ograniczenia formalno-prawne związane z możliwością wykorzystania tych środków tylko na określony cel realizowany w okresie wieloletnim, środki FLZG prezentowane są w sprawozdaniu z sytuacji finansowej Grupy w części aktywów trwałych jako „Pozostałe aktywa”. O sumę niewykorzystanych odpisów na FLZG korygowana jest wartość rezerwy na przyszłe koszty likwidacji odwiertów kopalnianych i magazynowych (**nota 6.1.1.1**)

Oplata przyłączeniowa jest ewidencjonowana jako rozliczenia międzyokresowe czynne. Wartość poniesionej opłaty rozliczana jest w średnim okresie ekonomicznej użyteczności aktywów, których ta opłata dotyczy.

Udziały i akcje nienotowane na giełdzie wyceniane są według kosztu (pomniejszonego o ewentualny odpis z tytułu utraty wartości), ponieważ wiarygodne ustalenie wartości godziwej nie jest możliwe.

Kwoty należne od klientów z tytułu kontraktów długoterminowych stanowią nadwyżkę kwot zarachowanych przychodów (ustalonych przy zastosowaniu metody zaawansowania procentowego) nad kwotą zafakturowaną.

Pozostałe aktywa trwałe i obrotowe obejmują głównie koszty rozliczane w czasie.

	2017	2016
Pozostałe aktywa trwałe	1 055	679
Udzielone pożyczki	242	235
Środki pieniężne o długoterminowym ograniczeniu możliwością dysponowania	180	190
Oplata przyłączeniowa	128	125
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie	26	82
Nieruchomości inwestycyjne	157	19
Zaliczki na środki trwałe w budowie pozostałe, niedot.poszukiwania	186	5
Należności finansowe (przekazane kaucje, gwarancje i inne)	99	1
Pozostałe aktywa trwałe	37	22
Pozostałe aktywa obrotowe	216	129
Kwoty należne od klientów z tytułu kontraktów długoterminowych	19	27
Pozostałe aktywa obrotowe	197	102



8.5. Aktywa i zobowiązania warunkowe

Tytuł aktywa warunkowego	2017	2016
Szacunek kwoty		
Otrzymane weksle	3	-
Przyznane dofinansowanie	172	-
Pozostałe aktywa warunkowe	15	1
Razem	190	1

Wzrost wartości pozostałych aktywów warunkowych w bieżącym okresie wynika głównie z podpisanych przez jednostkę Grupy umów na dofinansowanie ze środków unijnych.

Tytuł zobowiązania warunkowego	2017	2016
Szacunek kwoty		
Gwarancje i poręczenia	3 537	8 006
Wystawione weksle	702	708
Pozostałe	11	28
Razem	4 250	8 742

Główną przyczyną zmniejszenia wartości zobowiązań warunkowych z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji na koniec 2017 roku było wygaśnięcie gwarancji wykonania zobowiązań spółki PGNiG Finance AB i likwidation wobec obligatariuszy z tytułu ustanowienia programu emisji euroobligacji (więcej informacji w [nocie 5.2.](#))

Wartość pozostałych zobowiązań warunkowych uległa zmniejszeniu w wyniku zakończenia przez jednostkę Grupy sporu, dotyczącego umowy handlowej (strony w porozumieniu rzekły się wzajemnych roszczeń wobec siebie).

8.6. Wspólne działania

Zasady rachunkowości

W związku z udziałami we **wspólnych działaniach** Grupa jako współnik wspólnego działania ujmuje w swoim sprawozdaniu finansowym:

- swoje aktywa, w tym udział w aktywach posiadanych wspólnie,
- swoje zobowiązania, w tym udział w zobowiązaniach zaciągniętych wspólnie,
- przychody ze sprzedaży swojego udziału produkcji w wynikach wspólnego działania,
- swoją część przychodów ze sprzedaży produkcji w ramach wspólnego działania,
- swoje koszty, w tym udział we wspólnie poniesionych kosztach.

W związku z tym, że aktywa, zobowiązania, przychody i koszty związane ze wspólnym działaniem są wykazane w jednostkowym sprawozdaniu finansowym współnika, nie dokonuje się korekt oraz nie stosuje się innych procedur konsolidacyjnych w odniesieniu do tych pozycji podczas sporządzania skonsolidowanego sprawozdania finansowego przez współnika wspólnego działania.



Rysunek 2 Kraje, w których Grupa prowadzi wspólne działania

Wspólne działania prowadzone są przez Grupę głównie na terenie Polski, a także na obszarze Norwegii oraz Pakistanu. W szczególności polegają na poszukiwaniu i wydobywaniu gazu ziemnego oraz ropy naftowej, z wyjątkiem działań prowadzonych w południowo-wschodniej Polsce, mających charakter początkowej fazy poszukiwań niekonwencjonalnych złóż gazu.

Istotne szacunki

Na dzień kończący okres sprawozdawczy Grupa posiadała wspólne przedsięwzięcia w rozumieniu MSSF 11 w ramach inwestycji realizowanych w Norwegii na licencjach PL460 oraz PL856, na których, biorąc pod uwagę wszystkie okoliczności oraz fakty, sprawowała współkontrolę.

Na dzień 31 grudnia 2017 roku Grupa posiadała ponadto udziały w innych licencjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, które obejmują między innymi złoża Skarv, Gina Krog, Morvin, Vilje oraz Vale. Biorąc pod uwagę kryteria MSSF 11, działalność Grupy na wymienionych wyżej złożach nie stanowi wspólnych ustaleń umownych w rozumieniu tego standardu i Grupa nie sprawuje współkontroli nad tą działalnością, ze względu na fakt, iż istnieje więcej niż jedna kombinacja stron, które wspólnie mogą porozumieć się w celu podjęcia istotnych decyzji. Z tego względu dla celów prawidłowego rozliczenia i ujmowania operacji związanych z działalnością na tych złożach, Grupa stosuje zapisy innych, odpowiednich MSSF, uwzględniając swój udział w złożach, co sprawia, że nie ma istotnych różnic w metodzie księgowego ujmowania i rozpoznawania związanych z tą działalnością operacji w porównaniu do sposobu rozpoznawania operacji prowadzonych wspólnie z udziałowcami licencji PL460 oraz PL856, które spełniają definicję wspólnych działań w rozumieniu MSSF 11.

Więcej informacji na temat wspólnych działań znajduje się w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG za 2017 rok.



Szczegółowy wykaz wspólnych działań, w które zaangażowana jest Grupa przedstawiono w tabelach poniżej.

2017

Nazwa wspólnego ustalenia umownego	Kraj prowadzenia wspólnego działania	Udziały we wspólnym działaniu	Charakter wspólnych działań
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Sieraków”	Polska	PGNiG S.A. 51%; Orlen Upstream Sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Plotki”	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy (Grupa ORLEN) 49%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym "PTZ Zaniemiśl"	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy 24,5%; Cal Energy 24,5%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Kamień Pomorski”	Polska	PGNiG S.A. 51%; LOTOS Petrobaltic S.A. 49%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym Górowo Iławieckie	Polska	PGNiG S.A. 51%; LOTOS Petrobaltic S.A. 49%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym "Poznań"	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy (Grupa ORLEN) 49%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Bieszczady”	Polska	PGNiG S.A. 51%; ORLEN Upstream sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Warszawa-Południe”	Polska	PGNiG S.A. 49%; FX Energy (Grupa ORLEN) 51%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesji Kirthar	Pakistan	PGNiG S.A. 70%; Pakistan Petroleum Ltd. 30%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL460	Norwegia	PGNiG UN 35%, AkerBP 65%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL856	Norwegia	PGNiG UN 25%, Capricorn 75%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej

2016

Nazwa wspólnego ustalenia umownego	Kraj prowadzenia wspólnego działania	Udziały we wspólnym działaniu	Charakter wspólnych działań
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Sieraków”	Polska	PGNiG S.A. 51%; Orlen Upstream Sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Plotki”- „PTZ” tzw. Poszerzony Teren Zaniemiśla	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy 24,5%; Cal Energy 24,5%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Kamień Pomorski”	Polska	PGNiG S.A. 51%; LOTOS Petrobaltic S.A. 49%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym Górowo Iławieckie	Polska	PGNiG S.A. 51%; LOTOS Petrobaltic S.A. 49%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na wydzielonej części koncesji Lubben we wschodnich Niemczech w landzie Brandenburgia	Niemcy	PGNiG S.A. 36%; Central European Petroleum GmbH 39%; Rohöl-Aufsuchungs AG 25%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym "Poznań"	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy 49%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Plotki”	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy 49%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Bieszczady”	Polska	PGNiG S.A. 51%; ORLEN Upstream sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Warszawa-Południe” (bloki 254, 255)	Polska	PGNiG S.A. 49%; FX Energy 51%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie obejmujące część obszaru Monokliny Przedsudeckiej	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy 49%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesji Kirthar	Pakistan	PGNiG S.A. 70%; Pakistan Petroleum Ltd. 30%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL703	Norwegia	PGNiG UN 40%, OMV 60%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL856	Norwegia	PGNiG UN 25%, Capricorn 75%	Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej

8.7. Zmiany w strukturze Grupy w okresie sprawozdawczym

Data	Spółka	Zdarzenie
10 marca 2017 roku	PSG Inwestycje Sp. z o.o.	Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Powiśle Park sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie zmiany firmy spółki z Powiśle Park Sp. z o.o. na PSG Inwestycje Sp. z o.o. Zmiana firmy spółki została zarejestrowana w KRS w dniu 20 marca 2017 roku.
18 marca 2017 roku	PGNiG Upstream Norway AS	Do norweskiego rejestru spółek handlowych została wpisana zmiana nazwy spółki PGNiG Upstream International AS na PGNiG Upstream Norway AS.
1 września 2017 roku	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.	Połączenie spółki PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. oraz Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej S.A. z siedzibą w Jastrzębiu Zdroju zostało zarejestrowane w KRS. Spółką przejmującą była PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.
29 grudnia 2017 roku	PGNiG Upstream North Africa B.V.	Nastąpiła zmiana firmy POGC Libya B.V. na PGNiG Upstream North Africa B.V.

8.8. Inne istotne informacje

8.8.1. Wynagrodzenie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych

	2017	2016
Badanie rocznych jednostkowych sprawozdań finansowych i rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej	1,97	1,83
Inne usługi poświadczające, w tym za przegląd sprawozdań finansowych	0,29	0,33
Pozostałe usługi	0,20	0,26
Razem	2,46	2,42

Podmiotem uprawnionym do badania i przeglądu sprawozdań finansowych jednostki dominującej i części spółek zależnych oraz skonsolidowanych sprawozdań Grupy Kapitałowej PGNiG była firma Deloitte Polska Sp. z o.o. Sp.k. Umowa została zawarta w dniu 5 maja 2016 roku i obejmuje lata 2016 – 2018.

Deloitte Polska Sp. z o.o. Sp.k. świadczyła ponadto usługi przeglądu i inne dozwolone usługi dla spółek z Grupy Kapitałowej.

8.8.2. Pozostałe informacje

Nabycie akcji Polimex-Mostostal S.A.

W dniu 18 stycznia 2017 roku zawarta została Umowa Inwestycyjna pomiędzy Inwestorami (PGNiG Technologie S.A. - spółka zależna PGNiG, Enea S.A., Energa S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.) oraz Polimex-Mostostal S.A. (Polimex), na mocy której Inwestorzy objęli łącznie 150 mln akcji tej spółki.

Polimex jest spółką inżynieryjno-budowlaną, notowaną na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie, którą wyróżnia szeroki wachlarz usług świadczonych na zasadach generalnego wykonawstwa.

PGNiG Technologie S.A. objęła 37 500 000 nowoutworzonych akcji Polimex po cenie nominalnej 2 zł za 1 akcję, za łączną kwotę 75 mln złotych. Podwyższenie kapitału zostało zarejestrowane w KRS w dniu 21 lutego 2017 roku. Ponadto, w wyniku umowy zawartej z SPV Operator Sp. z o.o., PGNiG Technologie nabyło 1 500 000 akcji spółki Polimex za łączną kwotę 5 640 tys. złotych (3,76 zł za 1 akcję). W dniu 26 kwietnia 2017 roku, w wyniku wezwania PGNiG Technologie S.A. nabyła dodatkowo 24 akcje spółki Polimex. Obecnie, udział PGNiG Technologie w spółce Polimex – Mostostal S.A. wynosi 16,48% akcji.

Umowa Inwestycyjna umożliwiła Inwestorom wpływ na politykę finansową i operacyjną Polimexu. Uprawnienia te są realizowane przez Radę Nadzorczą. Zgodnie z Umową, w skład Rady Nadzorczej wchodzi 3 członków, wskazanych przez Inwestorów.

Ponadto Inwestorzy podpisali porozumienie dotyczące inwestycji w Polimex (Porozumienie). Celem zawarcia Porozumienia jest zapewnienie zwiększonej kontroli nad Polimexem Inwestorom, którzy posiadają łącznie większościowy udział w głosach na Zgromadzeniu Wspólników Polimexu (66%). Porozumienie zakłada m.in. uzgadnianie, w drodze głosowania, wspólnego stanowiska przy podejmowaniu kluczowych decyzji będących w gestii Zgromadzenia Wspólników i Rady Nadzorczej Polimexu, w tym ustalanie składu osobowego Zarządu Polimexu.

Z uwagi na wskazane powyżej uprawnienia Inwestorów, przekładające się na posiadanie znaczącego wpływu, udział w Polimexie został zaklasyfikowany jako jednostka stowarzyszona ujmowana w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG metodą praw własności (więcej informacji w [nocie 2.4.](#)).

8.9. Zdarzenia po dniu bilansowym

Data	Spółka	Zdarzenie
15 stycznia 2018	PGNiG Finance AB i likwidation	Została zarejestrowana uchwała likwidacyjna PGNiG Finance AB z siedzibą w Sztokholmie. Od 15 stycznia 2018 roku firma spółki to PGNiG Finance AB i likwidation.
19 stycznia 2018 roku	PGNiG S.A.	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. 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. 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).
25 stycznia 2018 roku	Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	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). 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%. Zgodnie z przepisami ustawy Prawo energetyczne, Taryfa Dystrybucyjna powinna zostać wprowadzona do stosowania w terminie nie dłuższym niż 45 dni od dnia jej opublikowania przez Prezesa URE. Wskazany w decyzji Prezesa URE termin obowiązywania nowej Taryfy Dystrybucyjnej upływa z dniem 31 grudnia 2018 roku. Szczegóły dotyczące zatwierdzonej taryfy dostępne są na stronie internetowej www.ure.gov.pl i opublikowane w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe.
8 marca 2018 roku	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A (Pożyczkobiorca) podpisała umowę pożyczki z Bankiem Gospodarstwa Krajowego (BGK) oraz PGNiG. 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.

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, 12 marca 2018 roku



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

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

za rok 2017

Definicje

Ilekcroć w niniejszym Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG i Grupy Kapitałowej PGNiG za rok 2017 występują poniższe frazy i w treści sprawozdania nie jest wskazane inaczej, następujące skróty i wyrażenia należy interpretować odpowiednio:

Nazwy własne spółek i oddziałów „**PGNiG**”, „**Spółka**” lub „**Emitent**” – PGNiG S.A. jako podmiot dominujący grupy kapitałowej; „**GK PGNiG**”, „**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 Sp. z o.o. w likwidacji; „**GEOFIZYKA Toruń**” – GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.; „**GEOVITA**” – GEOVITA S.A.; „**GSP**” – Gas Storage Poland Sp. z o.o.; „**PGNiG OD**” – PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.; „**PGNiG Technologie**” – PGNiG Technologie Sp. z o.o.; „**PGNiG TERMIKA**” – PGNiG TERMIKA S.A.; „**PGNiG TERMIKA EP**” – PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa SA; „**PGNiG UN**” – PGNiG Upstream Norway AS; „**PGNiG UNA**” – PGNiG UPSTREAM NORTH AFRICA B.V.; „**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 S.A. w Warszawie; „**KRS**” – Krajowy Rejestr Sądowy; „**NCG**” – NetConnect Germany GmbH & Co. KG (hub w Niemczech); „**NBP**” – National Balancing Point (hub w Wielkiej Brytanii); „**PGG**” – Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.; „**Terminal LNG**” - terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu; „**TGE**” – Towarowa Giełda Energii S.A.; „**TTF**” – Title Transfer Facility; „**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 deducting 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 księgowa (*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**” – kawernowy 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 polskich złotych oznaczone są skrótem „**zł**” lub „**PLN**”; kwoty wyrażone euro oznaczone są skrótem „**euro**” lub „**EUR**”; kwoty wyrażone 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 rialu 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	42,7	7,5 - 7,8*	11,65
1 mln t LNG	1,38	1,23	1	55	8,68	14,34
1 PJ	0,026	0,23	0,019	1	0,17	0,28
1 mln boe	0,16	0,128 - 0,133*	0,12	6,04	1	1,70
1 TWh	0,091	0,086	0,07	3,6	0,59	1

* stosowany przelicznik różny dla ropy naftowej wydobywanej w Polsce i Norwegii

1.	Grupa Kapitałowa PGNiG w 2017 r.	4
1.1.	Kluczowe wskaźniki finansowe i operacyjne	4
1.2.	Kalendarz wydarzeń	5
1.3.	Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego	5
2.	Model biznesowy Grupy Kapitałowej PGNiG	6
2.1.	Przedmiot działalności – model biznesowy	6
2.2.	Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG	7
3.	Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG	8
3.1.	Misja i wizja	8
3.2.	Wyzwania	8
3.3.	Strategia GK PGNiG na lata 2017–2022 z perspektywą do 2026 r.	9
3.4.	Inwestycje w 2017 r.	10
3.5.	Badania i rozwój	11
4.	Otoczenie regulacyjne i rynkowe	12
4.1.	Otoczenie regulacyjne	12
4.2.	Rynek gazu w Polsce	19
5.	Działalność operacyjna w 2017 r.	23
5.1.	Segment Poszukiwanie i Wydobywanie	23
5.2.	Segment Obrót i Magazynowanie	33
5.3.	Segment Dystrybucja	44
5.4.	Segment Wytwarzanie	47
5.5.	Pozostałe segmenty	50
6.	Informacje uzupełniające dotyczące Grupy Kapitałowej PGNiG	53
6.1.	Organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG	53
6.2.	Pozostałe powiązania organizacyjne lub kapitałowe	54
6.3.	Podstawowe zasady zarządzania w Grupie Kapitałowej PGNiG oraz zmiany w 2017 r.	55
6.4.	Postępowania sądowe	55
7.	Sytuacja finansowa Grupy Kapitałowej PGNiG w 2017 r.	59
7.1.	Ceny paliw i kursy walut	59
7.2.	Wyniki finansowe	64
7.3.	Przewidywana sytuacja finansowa	70
7.4.	Kredyty i pożyczki	71
7.5.	Programy emisji papierów wartościowych	71
7.6.	Należności i zobowiązania warunkowe	72
8.	Ryzyko	73
8.1.	Ryzyko operacyjne	73
8.2.	Ryzyka regulacyjne	76
8.3.	Ryzyko braku zgodności	78
8.4.	Ryzyka finansowe	78
9.	Akcjonariat i PGNiG na GPW	79
9.1.	Struktura akcjonariatu	79
9.2.	Akcje własne	81
9.3.	Kurs akcji PGNiG	81
9.4.	Wskaźniki giełdowe	83
9.5.	Dywidenda	83
10.	Ład korporacyjny	84
10.1.	Zarząd	84
10.2.	Rada Nadzorcza	87
10.3.	Polityka wynagrodzeń i wynagrodzenia osób zarządzających	88
10.4.	Oświadczenie o stosowaniu zasad ładu korporacyjnego	92
11.	Oświadczenie GK PGNiG na temat informacji niefinansowych	111
11.1.	Informacje podstawowe	111
11.2.	Strategia zrównoważonego rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017-2022	111
11.3.	Kluczowe obszary strategii CSR	112
11.4.	Opis polityk	131
11.5.	Ryzyka kluczowych obszarów strategicznych zrównoważonego rozwoju GK PGNiG z perspektywy społecznej	135
12.	Oświadczenie Zarządu PGNiG i zatwierdzenie sprawozdania	136

1. Grupa Kapitałowa PGNiG w 2017 r.

1.1. Kluczowe wskaźniki finansowe i operacyjne

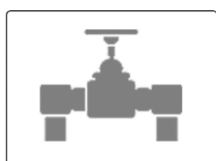
35,9 mld zł przychody ze sprzedaży	6,6 mld zł EBITDA	3,9 mld zł EBIT	2,9 mld zł zysk netto	48,2 mld zł suma bilansowa
5. największa spółka na GPW*	36,3 mld zł kapitalizacja rynkowa	24,7 tys. liczba pracowników	8,6% ROE	6,0% ROA
5,6 EV/EBITDA	12,4 P/E	1,1 P/BV	21,8 mln zł średnia dzienna wartość obrotów	



1,3 mln ton wydobycie ropy naftowej, kondensatu i NGL	4,5 mld m ³ wydobycie gazu ziemnego
54 liczba kopalń ropy i gazu w Polsce	213 liczba koncesji wydobyczych
ponad 2 tys. liczba odwiertów eksploatacyjnych	48 liczba koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż

795 mln boe

zasoby gazu i ropy naftowej



7 mln liczba klientów	133 tys. km długość sieci dystrybucyjnej
1 479 liczba zgazyfikowanych gmin	11,6 mld m ³ wolumen dystrybucji gazu



26,8 mld m ³ wolumen sprzedaży gazu	3,0 mld m ³ pojemności magazynów
8,5 mld m ³ wolumen sprzedaży gazu na TGE	13,7 mld m ³ wolumen importu gazu



42,1 PJ produkcja ciepła	1,2 GW moc elektryczna
5,5 GW moc cieplna	3,9 TWh produkcja energii elektrycznej

*pod względem kapitalizacji rynkowej wg stanu na dzień 31 grudnia 2017 r.

1.2. Kalendarz wydarzeń

Styczeń 2017

- Przyjęcie oferty złożonej przez zarząd Polimex-Mostostal S.A. objęcia przez PGNiG Technologie 37 500 000 akcji emitowanych przez Polimex-Mostostal S.A. za łączną cenę emisyjną 75 000 000 zł i nabycia 1 500 000 akcji Polimex-Mostostal S.A. od SPV Operator w ramach pozasesyjnych transakcji pakietowych. > [Więcej informacji – pkt 6.1.](#)

Luty 2017

- Wykup przez PGNiG Finance AB w dniu 14 lutego 2017 r. euroobligacji o wartości nominalnej 500 mln EUR wraz z należnymi odsetkami.
- Otwarcie biura handlowego w Londynie – międzynarodowym centrum handlu skroplonym gazem ziemnym (LNG).

Marzec 2017

- Umorzenie akcji i rejestracja obniżenia kapitału zakładowego PGNiG w wyniku przeprowadzonego w 2016 r. skupu akcji własnych. > [Więcej informacji – pkt 9.2.](#)
- Przyjęcie nowej Strategii GK PGNiG na lata 2017-2022 z perspektywą do 2026 r. > [Więcej informacji – pkt 3.3.](#)
- Zawarcie dodatkowej umowy długoterminowej z Qatar Liquefied Gas Company Limited od początku 2018 r. do czerwca 2034 r. Całkowity wolumen LNG w ramach umów z Qatargas wzrosło do 2,17 mln ton LNG rocznie w okresie 2018-2020 i do 2 mln ton LNG rocznie od 2021 r. > [Więcej informacji – pkt 5.2.](#)
- Zawarcie przez PGNiG TERMIKA umowy inwestycyjnej ws. objęcia dodatkowych udziałów w kapitale PGG o łącznej wartości nominalnej 300 milionów złotych. > [Więcej informacji – pkt 6.2.](#)

Kwiecień 2017

- Przyznanie PGNiG w dniu 20 kwietnia przez agencję Fitch ratingu na poziomie BBB- z perspektywą stabilną.

Maj 2017

- Potwierdzenie w dniu 16 maja przez agencję Moody's utrzymania przez PGNiG ratingu na poziomie Baa3 z perspektywą stabilną.

Czerwiec 2017

- Pierwsza dostawa amerykańskiego LNG do Polski na podstawie transakcji typu spot. > [Więcej informacji – pkt 5.2.](#)
- Zawarcie przez PGNiG kontraktów dwustronnych na dostawy paliwa gazowego dla 5 spółek z Grupy Azoty na łączną szacunkową kwotę ponad 7 mld zł w przypadku czterech lat obowiązywania. > [Więcej informacji – pkt 5.2.](#)
- Rozpoczęcie wydobycia gazu i ropy ze złoża Gina Krog w Norwegii. > [Więcej informacji – pkt 5.1.](#)

Lipiec 2017

- Zawarcie przez PGNiG umowy z KGHM Polska Miedź S.A. na dostawy paliwa gazowego do 2033 r. o szacunkowej wartości w całym okresie trwania ok. 4,8 mld zł. > [Więcej informacji – pkt 5.2.](#)
- Zgłoszenie przez PGNiG zapotrzebowania na moce przesyłowe w pierwszej fazie procedury Open Season projektu *Baltic Pipe*. > [Więcej informacji – pkt 7.1.](#)

Sierpień 2017

- Wypłata akcjonariuszom PGNiG dywidendy w kwocie 1 156 mln zł, czyli 0,20 zł na jedną akcję. > [Więcej informacji – pkt 9.5.](#)
- Zawarcie w dniu 28 sierpnia aneksu z Polskim LNG S.A. na rezerwację przez PGNiG pełnych mocy Terminala LNG w Świnoujściu.

Październik 2017

- Zwolnienie od dnia 1 października z obowiązku przedkładania do akceptacji Prezesa URE taryf dla grup odbiorców końcowych o profilu biznesowym (innych, niż odbiorcy w gospodarstwach domowych).
- Uruchomienie przez PGNiG świadczenia usługi biletowej magazynowania. > [Więcej informacji – pkt 5.2.](#)
- Złożenie przez PGNiG wiążącej oferty w ramach Open Season 2017 projektu *Baltic Pipe* na rezerwację przepustowości w okresie od 1 października 2022 r. do 30 września 2037 r. o szacunkowej wartości zobowiązania z tego tytułu w wysokości ok. 8,1 mld zł. > [Więcej informacji – pkt 5.2 oraz pkt 7.1.](#)
- Zawarcie przez PGNiG umów z operatorem sieci przesyłowych i magazynów Ukrtransgaz na przesył gazu i korzystanie z podziemnych magazynów gazu na terytorium Ukrainy. > [Więcej informacji – pkt 5.2.](#)
- Zawarcie przez PGNiG 26 października umowy z Grupą LOTOS S.A. na dostawy paliwa gazowego do 2020 r. o szacunkowej wartości w całym okresie trwania ok. 3,1 mld zł.

Listopad 2017

- Złożenie wniosku przez PGNiG do PAO Gazprom i OOO Gazprom Export o renegotjację ceny kontraktowej gazu dostarczanego przez Gazprom w ramach kontraktu jamalskiego. > [Więcej informacji – pkt 5.2.](#)
- Zawarcie przez PGNiG 5-letniego kontraktu z Centrica LNG Company Ltd. na dostawy amerykańskiego LNG. > [Więcej informacji – pkt 5.2.](#)

Grudzień 2017

- Złożenie przez partnerów PGNiG UN wniosków w sprawie planów zagospodarowania koncesji Aerfugl i Skogul w Norwegii. > [Więcej informacji – pkt 5.1.](#)

1.3. Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego

Styczeń 2018

- Zawarcie, w dniu 19 stycznia z Operatorem Systemu Przesyłowego GAZ-SYSTEM S.A. 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 w dniu 25 stycznia przez Prezesa URE nowej Taryfy Nr 6 w zakresie dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego PSG („Taryfa Dystrybucyjna”).

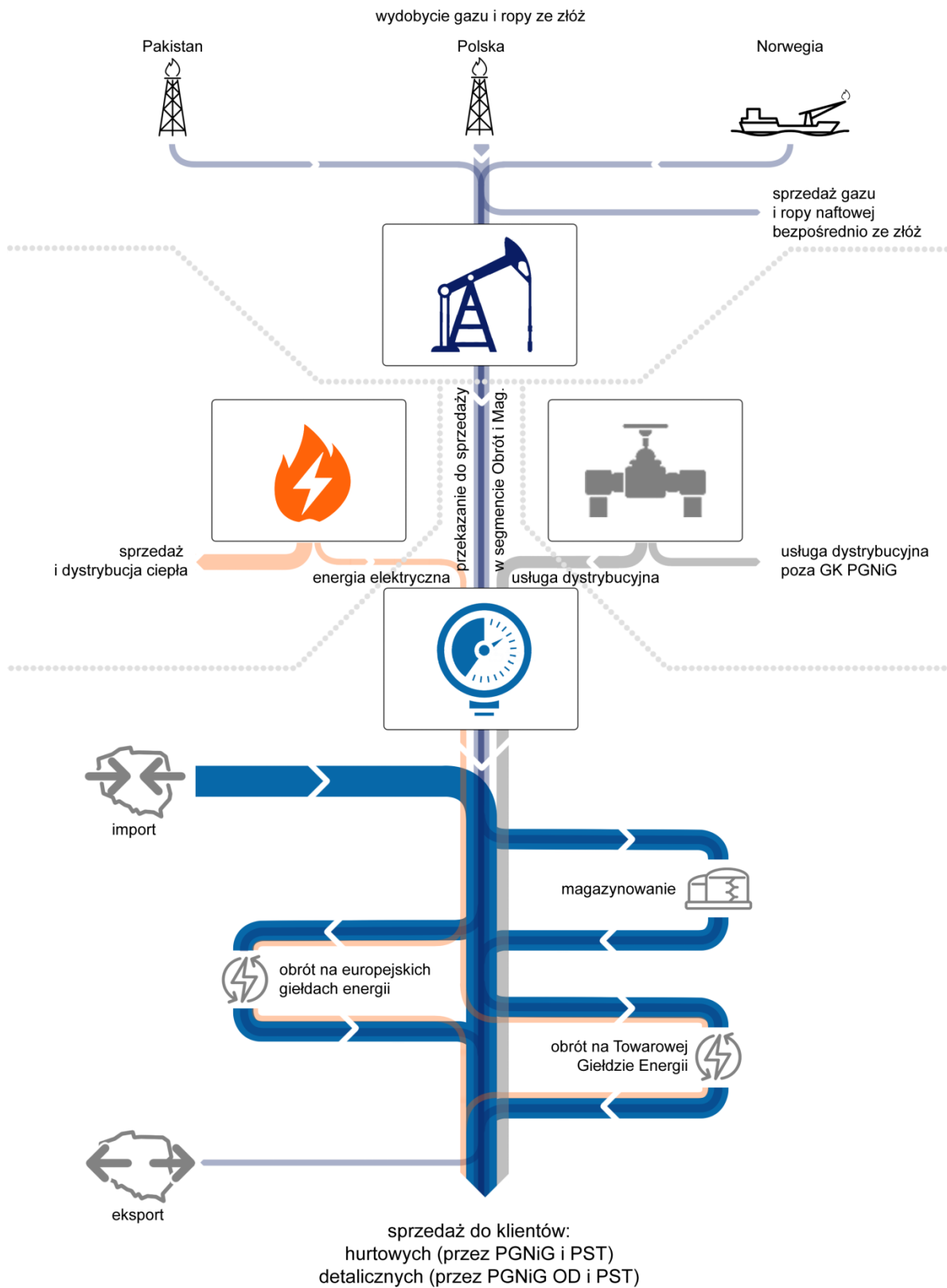
Marzec 2018

- Podpisanie w dniu 2 marca z Naftogaz kontraktu 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.

2. Model biznesowy Grupy Kapitałowej PGNiG

2.1. Przedmiot działalności – model biznesowy

✓ Rys. 1 model biznesowy GK PGNiG



2.2. Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG

Na dzień 31 grudnia 2017 r. konsolidowane były spółki: PGNiG jako podmiot dominujący oraz 24 jednostki zależne.

✓ Rys. 2 Wykaz jednostek GK PGNiG podlegających konsolidacji



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

3. Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG

3.1. Misja i wizja

Strategia GK PGNiG na lata 2017–2022 z perspektywą do 2026 r. zakłada osiągnięcie celu nadrzędnego, jakim jest wzrost wartości Grupy PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej. Osiągnięcie tego celu wymaga budowy silnej pozycji konkurencyjnej GK PGNiG przy jednoczesnym zapewnieniu rozwoju rynku gazu w Polsce oraz dalszej gazyfikacji kraju.

Strategia wdrożona w 2017 r. na nowo definiuje misję i wizję GK PGNiG.

<h2>Misja</h2>	<p>Zaufany: nasi klienci polegają na wysokiej jakości i wiarygodności świadczonych usług</p> <p>Dostawca energii: kompleksowo zaspokajamy potrzeby energetyczne klientów (gaz + prąd + ciepło + inne/usługi)</p> <p>Dom i biznes: dbamy i cenimy wszystkich naszych klientów – gospodarstwa domowe, firmy i instytucje</p>
<h2>Wizja</h2>	<p>Odpowiedzialnie: działamy przejrzysto w oparciu o zasady odpowiedzialności społecznej</p> <p>Efektywnie: jesteśmy zoptymalizowani procesowo i kosztowo</p> <p>Innowacyjne rozwiązania: jesteśmy liderem innowacyjności w branży energetycznej</p>
<h2>Cel nadrzędny</h2>	<p>Wzrost wartości: naszą nadrzędną aspiracją jest kreowanie wartości dodanej dla naszych akcjonariuszy i klientów</p> <p>Stabilność finansowa: dążymy do zapewnienia długoterminowej stabilności finansowej i wiarygodności kredytowej</p>

Jesteśmy zaufanym dostawcą energii dla domu i biznesu

Odpowiedzialnie i efektywnie dostarczamy innowacyjne rozwiązania energetyczne

Wzrost wartości Grupy Kapitałowej PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej

3.2. Wyzwania

Działalność GK PGNiG jest silnie związana z wpływającymi na nią czynnikami zewnętrznymi, które jednocześnie stanowią dla Grupy wyzwania, a są nimi m.in.:

- **zmiany na światowych rynkach paliwowo-energetycznych, w tym spadek cen ropy naftowej i gazu ziemnego oraz dynamiczny rozwój rynku LNG**

W ostatnich latach zmianom na krajowym rynku gazu towarzyszył gwałtowny spadek cen gazu na rynkach europejskich. Dodatkowo od kilku lat widoczne staje się osłabienie korelacji pomiędzy rynkowymi cenami gazu i cenami produktów ropopochodnych. Istotne implikacje dla GK PGNiG spowodowały również w ostatnich latach spadki cen ropy naftowej, w efekcie czego, z jednej strony odnotowano niższy koszt pozyskania gazu w ramach kontraktów długoterminowych, ale z drugiej strony - niższą ekonomikę zagranicznych projektów *upstream* z większym udziałem ropy w strukturze zasobów, a w konsekwencji niższą wycenę zagranicznego segmentu Poszukiwanie i Wydobycie.

Ponadto na świecie obserwuje się intensywny rozwój infrastruktury LNG, w związku z realizacją projektów inwestycyjnych zarówno służących zwiększeniu mocy eksportowych (terminale skraplające), w szczególności w Ameryce Północnej i Australii, jak i importowych (terminale regazyfikacyjne), głównie w Europie. Rozbudowa mocy prowadzi m.in. do światowej nadpodaży LNG i w konsekwencji do spadku cen LNG.

Aktywny udział PGNiG w globalnym rynku LNG umożliwi wykorzystanie sprzyjających warunków cenowych oraz pozwoli na uzupełnienie dostaw gazu do Polski. W obliczu rosnącej podaży wzrasta także znaczenie handlu LNG na bazie *spot* oraz krótko- i średnioterminowej, m.in. z powodu odstępowania od klauzuli destynacji w ramach kontraktów, wzrostu liczby uczestników rynku, a także większej dostępności światowej floty LNG.

- **pogłębienie liberalizacji**

W wyniku wprowadzenia tzw. „obliga giełdowego” PGNiG jest zobowiązane sprzedawać gaz ziemny wysokometanowy na giełdach towarowych lub innym rynku regulowanym. Proces liberalizacji rynku połączony z powyższym wymogiem niesie ryzyko utraty istotnej części klientów. Ponadto PGNiG stanęło w obliczu konieczności zmian umów z klientami w zakresie wielkości mocy umownej i ilości paliwa na dany rok gazowy oraz procedury zmiany sprzedawcy.

- **konieczność zmiany struktury portfela zakupu gazu z importu**

Portfel pozyskania gazu GK PGNiG zakładał pokrycie całego popytu na gaz w Polsce. Biorąc pod uwagę ryzyko utraty części rynku oraz niewystarczające zdywersyfikowanie dostaw istniało ryzyko niezbilansowania portfela. Obecny portfel pozyskania gazu Grupy składa się w istotnej części z kontraktów, w których cena w części opiera się o notowania produktów ropopochodnych (kontrakt jamalski i katarski), a zróżnicowanie formuł cenowych sprzedaży gazu przez GK PGNiG oraz konkurentów niesie za sobą ryzyko presji cenowej.

W związku z powyższym, szczególnym obszarem aktywności GK PGNiG stało się zbadanie możliwości dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego oraz analiza inwestycji wspierających dywersyfikację. Zbliżająca się perspektywa wygaśnięcia kontraktu jamalskiego skutkuje potrzebą budowania elastycznej struktury pozyskania gazu ziemnego do Polski po 2022 r.

- **konieczność zmiany polityki i regulacji prawnych**

Otoczenie regulacyjne, w którym działa GK PGNiG podlega cyklicznym, istotnym zmianom, w szczególności w obszarach opodatkowania wydobycia węglowodorów, realizowania obliża giełdowego oraz niepewności dotyczącej modelu wsparcia kogeneracji gazowej, co w efekcie może wpłynąć na obniżenie rentowności w poszczególnych segmentach działalności GK PGNiG.

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

Z uwagi na zmiany w otoczeniu zewnętrznym i wewnętrznym GK PGNiG opracowało nową Strategię GK PGNiG na lata 2017-2022 z perspektywą do 2026 r. Strategia została przyjęta przez Radę Nadzorczą PGNiG w dniu 13 marca 2017 r. W wyniku przeprowadzonych prac analitycznych zaktualizowano kluczowe założenia makroekonomiczne, będące podstawą opracowania założeń strategicznych, w tym dotyczących cen gazu ziemnego, ropy naftowej i energii elektrycznej. Opracowano również nowe cele strategiczne i wynikające z nich ambicje strategiczne GK PGNiG do 2022 r.

Z punktu widzenia uwarunkowań wewnętrznych, istotną zmianą towarzyszącą przyjęciu Strategii jest zastosowanie nowego podejścia do zarządzania strategicznego w GK PGNiG. Wdrożenie metodyki zrównoważonego zarządzania strategicznego, tzw. *Balanced Scorecard*, pozwala na zrównoważenie celów finansowych, operacyjnych i rozwojowych Grupy w oparciu o 4 kluczowe perspektywy: finanse, klienci, procesy oraz zasoby i rozwój. Efektem zastosowanego podejścia jest również zmiana sposobu definiowania podstawowych założeń strategicznych, który polega na wyznaczeniu celów i aspiracji na poziomie całej GK PGNiG, a następnie ich skaskadowaniu na kluczowe obszary działalności Grupy.

Priorytetem jest zrównoważony rozwój Grupy PGNiG poprzez: inwestowanie w obszary działalności cechujące się relatywnie wysoką stopą zwrotu w stosunku do ryzyka inwestycyjnego (*upstream*), przy jednoczesnym zaangażowaniu w obszary regulowane, cechujące się znacznym bezpieczeństwem inwestycyjnym (dystrybucja gazu oraz elektroenergetyka i ciepłownictwo). GK PGNiG stoi w obliczu ambitnego programu inwestycyjnego, który stanowić ma fundament dla długoterminowego i stabilnego wzrostu wartości.

3.3.1. Cele i aspiracje na lata 2017-2022

✓ Rys. 3 Aspiracje w kluczowych obszarach działalności



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

1. obszar poszukiwanie i wydobycie – zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów o ok. 35%, zwiększenie poziomu wydobycia węglowodorów o ok. 41%, istotne obniżenie jednostkowych kosztów poszukiwań i rozpoznania złóż, a także utrzymanie jednostkowych kosztów zagospodarowania złóż i wydobycia węglowodorów;
2. obszar obrotu hurtowego – budowa zdywersyfikowanego i konkurencyjnego portfela dostaw gazu ziemnego po 2022 r. oraz zwiększenie łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego o ok. 7%;
3. obszar obrotu detalicznego – maksymalizacja marży w obrocie detalicznym, przy utrzymaniu łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego na rynku detalicznym na poziomie ok. 67-69 TWh rocznie;
4. obszar magazynowania – zabezpieczenie docelowych dostępnych pojemności magazynowych dostosowanych do popytu oraz poprawa efektywności obszaru magazynowania;
5. obszar dystrybucji – budowa łącznie ponad 300 tys. nowych przyłączy gazowych oraz zwiększenie wolumenu dystrybucji gazu o ok. 16%;

6. obszar energetyki i ciepłownictwa – zwiększenie wolumenu sprzedaży ciepła i energii elektrycznej o ok. 20%;
7. obszar 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 budowę wizerunku Grupy.

Cele i aspiracje GK PGNiG na lata 2017-2022 w perspektywach strategii

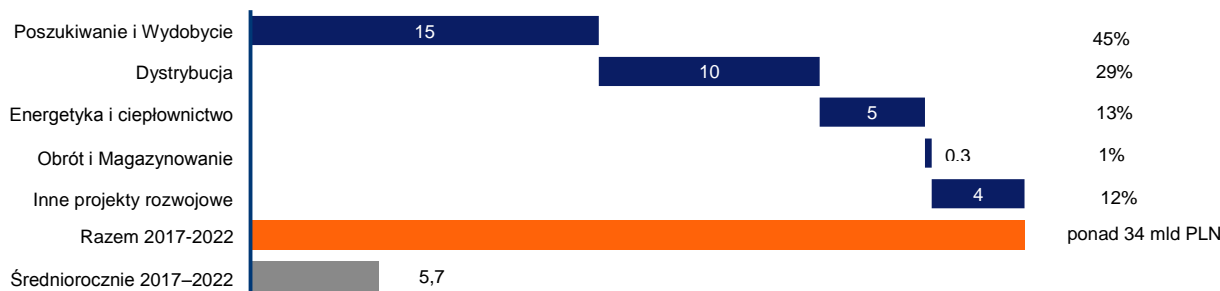
Perspektywa strategii	Cele strategiczne GK PGNiG	Aspiracje strategiczne 2017-2022
Finanse	Wzrost wartości GK PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej	33,7 mld zł skumulowanego wyniku EBITDA
Klient	Rozwój działalności obrotu gazem i energią elektryczną	Skumulowany wolumen sprzedaży gazu ziemnego na rynku hurtowym w kraju i za granicą 1000 TWh Skumulowany wolumen sprzedaży detalicznej gazu ziemnego i energii elektrycznej 410 TWh
Procesy	Poprawa efektywności procesów przyłączania nowych odbiorców	Łącznie ponad 300 tys. nowych klientów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PSG
Zasoby i rozwój	Wzrost bazy zasobów węglowodorów Wzrost potencjału wydobywczego węglowodorów Zdywersyfikowany portfel dostaw gazu ziemnego	Wzrost bazy udokumentowanych zasobów węglowodorów o 35% Wzrost łącznego poziomu wydobycia węglowodorów o 41% Dywersyfikacja kierunków dostaw gazu

3.3.2. Inwestycje w latach 2017-2022

Założono, że na inwestycje zostanie przeznaczonych łącznie ponad 34 mld zł w latach 2017-2022. Średnioroczne nakłady inwestycyjne w latach 2017-2022 kształtować się będą na poziomie ok. 5,7 mld PLN:

- blisko połowa nakładów inwestycyjnych (45%) dotyczyć będzie obszaru poszukiwania i wydobycia węglowodorów,
- prawie 30% nakładów zostanie przeznaczonych na rozwój działalności dystrybucyjnej,
- ok. 13% nakładów związane będzie z obszarami elektroenergetyki i ciepłownictwa,
- dodatkowo, ok. 12% nakładów zostanie przeznaczonych na inne, selektywnie dobierane projekty rozwojowe, cechujące się atrakcyjną stopą zwrotu m.in. w obszarach dystrybucji, obrotu, elektroenergetyki i ciepłownictwa.

Planowane nakłady inwestycyjne 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.

3.4. Inwestycje w 2017 r.

W 2017 r. nakłady inwestycyjne GK PGNiG na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne i prawne wyniosły 3,2 mld zł i były o 7% wyższe od nakładów poniesionych w 2016 r. Wysokość nakładów w poszczególnych segmentach działalności PGNiG i GK PGNiG przedstawiają poniższe tabele.

Nakłady inwestycyjne¹ poniesione na rzeczowe aktywa trwałe PGNiG w 2017 r.

	2017	2016 ²	Stopień wykonania planu 2017
I. Poszukiwanie i Wydobycie, w tym:	867	830	55%
1 Poszukiwanie	475	398	
w tym nakłady na odwierty negatywne	60	77	
2 Wydobycie	392	432	
II. Obrót i Magazynowanie	47	73	80%
1 Obrót	3	1	
2 Magazyny segmentu Obrót i Magazynowanie	43	72	
III. Pozostałe segmenty	134	111	76%
IV. Nakłady inwestycyjne łącznie (I+II+III)	1 047	1 014	50%

1) w tym m.in. skapitalizowane koszty finansowania zewnętrznego

2) zestawienie za 2016 r. uwzględnia przesunięcie obszaru centrum korporacyjne do Pozostałe segmenty

Nakłady inwestycyjne¹ poniesione na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w 2017 r.

 Stopień
 wykonania planu
 2017³

	2017	2016 ²	
I. Poszukiwanie i Wydobywanie, w tym:	1 214	1 254	57%
1 Norwegia	275	343	
2 Pakistan	100	98	
3 Libia	4	6	
II. Obrót i Magazynowanie	60	82	55%
III. Dystrybucja	1 265	1 109	86%
IV. Wytwarzanie	526	438	58%
V. Pozostałe segmenty	145	120	66%
VI. Nakłady inwestycyjne łącznie (I-V)	3 210	3 003	66%

1) w tym m.in. skapitałizowane koszty finansowania zewnętrznego

2) zestawienie za 2016 r. uwzględnia przesunięcie obszaru centrum korporacyjne do Pozostałe segmenty

3) nakłady planowane w 2017 r. bez uwzględnienia wydatków na potencjalne akwizycje w Norwegii

Kluczowe projekty i wydatki inwestycyjne w segmencie:

- Poszukiwanie i Wydobywanie > Więcej informacji – pkt 5.1.5
- Obrót i Magazynowanie > Więcej informacji – pkt 5.2.6
- Dystrybucja > Więcej informacji – pkt 5.3.4
- Wytwarzanie > Więcej informacji – pkt 5.4.4

3.5. Badania i rozwój

W 2017 r. pozyskano 96 nowych ofert na wykonanie prac badawczo-rozwojowych z ponad 24 instytucji badawczych. Spośród nich zrealizowano 24 umowy badawczo-rozwojowe na łączną kwotę 18,2 mln zł. Ponadto podpisano 17 nowych umów na realizację projektów badawczych. Zakończono również realizację projektów w ramach programu Blue Gas (edycja I). Większość działań obszaru badań i rozwoju (B+R) koncentrowała się w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie. Najważniejsze osiągnięcia w obszarze B+R w 2017 r. to:

- podpisanie umowy z NCBIr oraz GAZ-SYSTEM (w dniu 16 listopada 2017 r.) na realizację największego programu badawczego w historii GK PGNiG pod nazwą INGA (Innowacyjne Gazownictwo) na łączną kwotę 400 mln zł, z czego połowa będzie pochodzić ze środków NCBIr. Program obejmuje większość segmentów działalności Grupy PGNiG i koncentruje się na zagadnieniach badawczych mogących przynieść największy efekt ekonomiczny dla GK PGNiG. Zakładany wkład finansowy PGNiG w programie INGA w latach 2018-2022 może wynieść do 133 mln zł;
- powołanie II kadencji Naukowej Grupy Doradczej (NGD) – społecznego, interdyscyplinarnego zespołu konsultacyjno-doradczego, wspierającego GK PGNiG i Departament Badań i Rozwoju w obszarze B+R. W skład NGD wchodzi piętnastu profesorów – wybitnych uczonych z czołówki polskich uczelni i instytutów;
- Zakończenie III edycji konkursu „Młodzi Innowacyjni dla PGNiG” – nagrody przyznano za projekty dotyczące oczyszczania gazu popiołem ze spalania węgla, wykorzystanie silnika raketowego przy wydobyciu metanu oraz pozyskania izotopu helu He₃;
- Procedowanych jest 16 zgłoszeń patentowych (z udziałem PGNiG) wytworzonych w ramach projektów Blue Gas Edycja I.

Do planowanych działań w obszarze B+R w 2018 r. należą:

- uruchomienie formalne programu INGA, wyłonienie najbardziej efektywnych projektów B+R zgłoszonych w ramach konkursu, podpisywanie umów wykonawczych oraz nadzór nad realizacją projektów wyłonionych w ramach programu;
- uruchomienie autorskiego programu „Polacy zmieniają świat”, w konsorcjum z dużymi spółkami Skarbu Państwa i Katolickim Uniwersytetem Lubelskim. Celem projektu jest wzmocnienie, bądź zainicjowanie, współpracy naukowej i biznesowej z polskimi naukowcami, wynalazcami, inżynierami mieszkającymi i pracującymi poza granicami Polski;
- uruchomienie nowego projektu badawczo-rozwojowego dofinansowanego przez NCBIr, dotyczącego innowacyjnych technologii poszukiwania i wydobycia metanu z pokładów węgla z szacunkowym budżetem ok. 140 mln zł;
- zakończenie prac nad opracowaniem i wdrożeniem modelu ochrony praw własności intelektualnej w GK PGNiG;
- sukcesywne kończenie uruchamianych projektów B+R, a w przypadku pozytywnej oceny – kierowanie ich do komercjalizacji;
- zakończenie 4 projektów w ramach programu Blue Gas (edycja II) oraz ewentualne procedowanie zgłoszeń patentowych.

4. Otoczenie regulacyjne i rynkowe

4.1. Otoczenie regulacyjne

4.1.1. Krajowe otoczenie regulacyjne

Ustawa – Prawo energetyczne

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (tj. Dz. U. z 2017 r., poz. 220 z późn. zm.), dalej: ustawa – Prawo energetyczne, jest podstawowym aktem prawnym regulującym zasady funkcjonowania sektora energetycznego, w szczególności określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, kwestie zaopatrzenia i użytkowania paliw, energii oraz ciepła, a także reguluje zasady prowadzenia działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne. Ustawa wskazuje również organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią.

Spółki GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2017 r. posiadały niżej wymienione koncesje udzielone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na podstawie ustawy – Prawo energetyczne:

- 3 koncesje na obrót paliwami gazowymi (PGNiG, PGNiG OD, PST),
- 1 koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą (PGNiG),
- 3 koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej (PGNiG, PGNiG TERMIKA, PGNiG TERMIKA EP),
- 4 koncesje na obrót energią elektryczną (PGNiG, PGNiG OD, PGNiG TERMIKA, PGNiG TERMIKA EP),
- 2 koncesje na wytwarzanie ciepła (PGNiG TERMIKA, PGNiG TERMIKA EP),
- 1 koncesję na obrót ciepłem (TERMIKA EP),
- 2 koncesje na przesył ciepła (PGNiG TERMIKA, PGNiG TERMIKA EP),
- 2 koncesje na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego (PGNiG, PSG),
- 1 koncesję na magazynowanie paliwa gazowego w instalacjach magazynowych (GSP),
- 1 koncesję na dystrybucję paliw gazowych (PSG),
- 1 koncesję na dystrybucję energii elektrycznej (PGNiG TERMIKA EP).

W 2017 r. przepisy ustawy – Prawo energetyczne nie uległy znaczącym zmianom. W związku z nowelizacją ustawy o zapasach doprecyzowane zostały zasady uzyskiwania koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

Ustawa o zapasach

Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (tj. Dz. U. z 2017 r. poz. 1210 z późn. zm), dalej: ustawa o zapasach, w obszarze rynku gazu ziemnego określa zasady tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, a także procedury kontroli prawidłowej realizacji obowiązków w niej określonych. Dodatkowo, ustawa określa zasady postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego państwa.

W dniu 7 lipca 2017 r. uchwalona została ustawa o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2017 r., poz. 1387). Wprowadzone rozwiązania usunęły wątpliwości interpretacyjne zgłaszane przez uczestników rynku oraz wprowadziły szereg ułatwień o charakterze administracyjnym. Do głównych zmian należało doprecyzowanie zasad świadczenia tzw. usługi biletowej, wprowadzenie przejrzystych i transparentnych zasad uruchamiania zapasów obowiązkowych, w tym rozliczeń z tego tytułu, oraz doprecyzowanie informacji przekazywanych pomiędzy operatorem systemu przesyłowego a operatorem systemu magazynowania. Dodatkowo, nowelizacja ustawy o zapasach potwierdziła, że wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego jest liczona od przywozu netto. Wszystkie wyżej wymienione zmiany mają pozytywny charakter dla PGNiG, ponieważ wyjaśniają wątpliwości interpretacyjne dotyczące niektórych przepisów ustawy o zapasach.

Ustawa o efektywności energetycznej

Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2016 r., poz. 831), dalej: ustawa o efektywności energetycznej, wprowadziła nowy system zobowiązujący do efektywności energetycznej, który wdraża do polskiego porządku prawnego postanowienia Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz. U. UE L 315 z dnia 14 listopada 2012 r.). Zgodnie z nimi podmioty objęte ustawowym obowiązkiem zobowiązane są uzyskać w każdym roku oszczędność energii finalnej w wysokości 1,5%. Ustawa o efektywności wskazuje dwa zasadnicze sposoby realizacji tego obowiązku:

- realizacja przedsięwzięcia lub przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego;
- uzyskanie i przedstawienie do umorzenia Prezesowi URE świadectw efektywności energetycznej.

Dodatkowo, ustawa wprowadza możliwość realizacji obowiązku poprzez uiszczenie opłaty zastępczej. Co do zasady, nie może to być jednak więcej niż 30% obowiązku za 2016 r., 20% obowiązku za 2017 r. oraz 10% obowiązku za 2018 r. Ustawa o efektywności energetycznej przewiduje znaczny wzrost jednostkowej opłaty zastępczej oraz jej coroczną waloryzację. Dodatkowo, ustawa wprowadza obowiązek sporządzenia co 4 lata audytu energetycznego przedsiębiorstwa.

Ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym

Ustawa z dnia 25 lipca 2014 r. o specjalnym podatku węglowodorowym (tj. Dz. U. z 2016 r., poz. 979), dalej: ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym (SPW) reguluje zasady opodatkowania specjalnym podatkiem, którego podstawą opodatkowania jest nadwyżka uzyskanych w danym roku podatkowym przychodów z działalności wydobywczej węglowodorów nad poniesionymi w danym roku podatkowym wydatkami kwalifikowanymi. Za datę powstania przychodu z działalności wydobywczej węglowodorów uważa się dzień otrzymania należności. Za dzień poniesienia wydatku kwalifikowanego uznaje się dzień uregulowania zobowiązania. Obowiązek zapłaty podatku powstanie od przychodów uzyskanych od dnia 1 stycznia 2020 r.

Ustawa Prawo geologiczne i górnicze

Ustawa Prawo geologiczne i górnicze z dnia 9 czerwca 2011 r. określa m.in. zasady i warunki wykonywania prac geologicznych, wydobywania kopalin ze złóż, składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych, ochrony złóż kopalin, wód podziemnych i innych składników środowiska w związku z wykonywaniem prac geologicznych i wydobywaniem kopalin.

Działalność w zakresie poszukiwania lub rozpoznawania złóż kopalin, wydobywania kopalin ze złóż, bezzbiornikowego magazynowania substancji oraz składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych, wymaga uzyskania koncesji. Działalność geologiczna i górnicza jest nadzorowana przez organy administracji geologicznej i organy nadzoru górniczego. Przedmiotowe organy monitorują przedsiębiorców z wykonywania zobowiązań koncesyjnych, kładąc nacisk na terminy ich realizacji oraz przekazywanie informacji z bieżącego dokumentowania prac geologicznych.

Od dwóch lat zgodnie ze znowelizowaną Ustawą Prawo geologiczne i górnicze obowiązuje nowy system koncesjonowania działalności w zakresie węglowodorów. Przyznawana jest jedna koncesja na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złóż. Udzielenie tzw. „łącznej” koncesji jest możliwe jedynie w postępowaniu przetargowym prowadzonym z urzędu. Należy wskazać, że w 2017 r. Minister Środowiska ogłosił 8 z 10 obszarów do postępowania przetargowego o udzielenie koncesji łącznej. Natomiast na 2018 r. przewidział 17 obszarów przetargowych.

Co istotne dla branży, w myśl przepisów prawa geologicznego i górniczego o koncesję może ubiegać się kilka podmiotów łącznie, gdy złożą wspólnie jedną ofertę w przetargu i wskażą operatora. Każdy przedsiębiorca ubiegający się o koncesję musi zostać oceniony przez ministra właściwego do spraw środowiska zarówno pod kątem bezpieczeństwa kraju, jak również posiadanego doświadczenia polegającego na rozpoznaniu i udokumentowaniu złóż węglowodorów.

W 2017 r. nie było możliwości składania przez przedsiębiorców wniosków o przekształcenie dotychczasowych koncesji udzielonych na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów w tzw. koncesje łączne. Nieprzekształcone koncesje zachowały jednak swoją ważność z możliwością jednokrotnego przedłużenia terminu ich ważności po spełnieniu określonych warunków.

Wprowadzony przepisami prawa obowiązek ustanawiania zabezpieczenia z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania warunków określonych w koncesji w wysokości nie przekraczającej równowartości 20 proc. wysokości kosztów prac geologicznych stanowi dla branży dodatkowe znaczące obciążenie finansowe. W 2017 r. takie zabezpieczenie zostało ustanowione w 21 przypadkach. Wartość takiego zabezpieczenia została ustalona na 100 tys. zł dla jednej koncesji, co jest wynikiem kompromisu pomiędzy przedsiębiorcą a organem koncesyjnym.

Obecnie istnieje również problem związany z zakazem zatłaczania wód z podziemnych magazynów gazu oraz wód służących do wspomagania wydobycia w procesie wydobywania węglowodorów. Organ koncesyjny stoi na stanowisku, że wspomniane wody nie mieszczą się w definicji dotyczącej zatłaczania wód do górotworu. Brak zatwierdzenia dokumentacji hydrogeologicznej dla tego rodzaju wód ogranicza możliwości prowadzenia i rozwijania działalności poszukiwawczo-wydobywczej.

W 2017 r. ogłoszono kolejne akty wykonawcze do ustawy tj.:

- rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 grudnia 2017 r. w sprawie planów ruchu zakładów górniczych;
- rozporządzenie MŚ z dnia 30 października 2017 r. w sprawie gromadzenia i udostępniania informacji geologicznej;
- rozporządzenie ME z dnia 16 października 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu polityki korporacyjnej w zakresie zapobiegania niebezpiecznym zdarzeniom oraz wypadkom;
- rozporządzenie ME w sprawie minimalnej zawartości sprawozdania z realizacji planu ruchu zakładu górniczego.

W 2017 r. Minister Środowiska kontynuował prace nad opracowaniem kolejnej nowelizacji ustawy Prawo geologiczne i górnicze, w zakresie w jakim ograniczono projekt nowelizacji Prawa geologicznego i górniczego 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 czerwca 2013 r., str. 66). Projekt nowelizacji Prawa geologicznego i górniczego z 15 września 2017 r., nie został przekazany do konsultacji społecznych.

Celem wprowadzenia nowych regulacji jest uproszczenie przepisów dotyczących postępowań administracyjnych w odniesieniu do działalności polegającej na poszukiwaniu, rozpoznawaniu i wydobywaniu węglowodorów. Główne zmiany mają obejmować:

- rezygnację w postępowaniu kwalifikacyjnym z oceny doświadczenia podmiotu;
- w przypadku zmian danych podmiotu kwalifikowanego zdjęcie obowiązku obligatoryjnego przeprowadzenia ponownego pełnego postępowania, które nakłada na podmiot obowiązek przygotowania pełnego wniosku. Zamiast tego, organ będzie decydował czy zasadnym jest wszczęcie postępowania i to wyłącznie w zakresie objętym zmianami, podmiot zaś przekazuje jedynie dowody określonych okoliczności zajścia zmian;
- rezygnacja z zabezpieczenia tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania warunków określonych w koncesji;
- wprowadzenie drugiej obok przetargu procedury udzielania koncesji węglowodorowych - „open door”, która pozwala na przeprowadzenie postępowania przetargowego na wniosek przedsiębiorcy;
- wprowadzenie do definicji zatłaczania wód do górotworu wód pochodzących z podziemnych bezzbiornikowych magazynów węglowodorów (bez uwzględnienia wnioskowanych przez PGNiG wód technologicznych).

Oczekiwanym efektem wprowadzenia nowych regulacji ma być:

- zwiększenie przejrzystości przepisów ustawy, polegających na usunięciu problemów z poprawną interpretacją przepisów ustawy oraz błędów uniemożliwiających prawidłowe prowadzenie postępowań administracyjnych w odniesieniu do działalności polegającej na poszukiwaniu, rozpoznawaniu i wydobywaniu węglowodorów, co skutkować będzie szybszymi i bardziej przejrzystymi postępowaniami;
- wykonywanie przez przedsiębiorców prac geologicznych w szerszym zakresie niż dotychczas poprzez umożliwienie przedsiębiorcom ubiegania się o koncesje obejmujące obszary z ich punktu widzenia perspektywiczne (przedsiębiorcy sami będą wnioskowali do organu o przeprowadzenie postępowania).

Ustawa o rynku mocy

Ustawa o rynku mocy z dnia 8 grudnia 2017 r. określa organizację rynku mocy oraz zasady świadczenia usługi pozostawania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego i dostarczania tej mocy do systemu w okresach zagrożenia. Celem ustawy jest zapewnienie średnioterminowego i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju.

Przepisy ustawy umożliwiają uzyskiwanie przez wytwórców energii dodatkowych, w stosunku do przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej, przychodów z tytułu świadczenia usługi dostępności mocy wytwórczych. Przychody będą określone z wykorzystaniem systemu aukcyjnego. Szczegółowe warunki funkcjonowania rynku mocy będą określone w regulacjach pochodnych, które zostaną przygotowane w 2018 r. Aukcje na lata 2021-2023 przewidywane są do przeprowadzenia w listopadzie i grudniu 2018 r. Przychody z tytułu rynku mocy będzie można uzyskiwać począwszy od 2021 r. W dniu 7 lutego 2018 r. ustawa o rynku mocy została notyfikowana, tzn. otrzymała akceptację Komisji Europejskiej.

Rozporządzenie dywersyfikacyjne

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy (Dz. U. z 2017 r., poz. 902), dalej: rozporządzenie dywersyfikacyjne, określa maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku. W latach 2017-2022 wynosi on 70%, zaś w latach 2023-2026 – 33%.

Przyjęte w rozporządzeniu dywersyfikacyjnym progi mają pozytywny charakter dla PGNiG, ponieważ umożliwiają realizację długoterminowych kontraktów importowych zawartych pod auspicjami Rzeczypospolitej Polskiej.

Rozporządzenie systemowe

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (tj. Dz. U. z 2014 r., poz. 1059, z późn. zm.), dalej: rozporządzenie systemowe, doprecyzowuje określone w ustawie – Prawo energetyczne zasady funkcjonowania systemu gazowego. W szczególności formułuje zasady i warunki ubiegania się o przyłączenia do sieci, sposób prowadzenia obrotu paliwami gazowymi i możliwości świadczenia usług w systemie gazowym, w tym sposób załatwiania reklamacji, kwestie bilansowania oraz zarządzania ograniczeniami, a także określa zasady współpracy pomiędzy uczestnikami rynku.

Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 10 stycznia 2017 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. 2017, poz. 150) wprowadziło wyłączną możliwość przyłączenia do sieci przesyłowej gazowej o średnicy DN 1300 lub wyższej urządzeń i instalacji wykorzystywanych do prowadzenia działalności w zakresie przesyłania paliw gazowych oraz zwiększa graniczną wielkość mocy przyłączanych do sieci przesyłowej klientów z 5 000 na 45 000 m³/h, co zwiększa sferę działania przedsiębiorstw dystrybucyjnych i stabilizuje rynek przesyłu i dystrybucji.

Rozporządzenie taryfowe

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2013 r., poz. 820), dalej: rozporządzenie taryfowe, określa zasady kształtowania taryf dla paliw gazowych, w szczególności kalkulacji cen i stawek opłat, a także kwestie rozliczeń między uczestnikami rynku.

W 2017 r. PGNiG S.A. obowiązywały następujące taryfy:

- od dnia 1 stycznia 2017 r. do dnia 31 marca 2017 r. – „Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 13/2017 PGNiG S.A.” zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 16 grudnia 2016 r.; średnia cena paliwa gazowego w przypadku gazu wysokometanowego wzrosła o 12,2%, natomiast w przypadku gazu zaazotowanego o 13,4%;
- od dnia 1 kwietnia 2017 r. do dnia 30 czerwca 2017 r. – „Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 14/2017 PGNiG S.A.” zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 17 marca 2017 r.; średnia cena paliwa gazowego w przypadku gazu wysokometanowego została zwiększona o 8%, natomiast w przypadku gazu zaazotowanego o 7,9% (taryfa obowiązywała również przez okres lipca 2017 r.);
- od dnia 1 sierpnia 2017 r. do dnia 30 września 2017 r. – „Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 15/2017 PGNiG S.A.” zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 12 lipca 2017 r.; średnia cena paliwa gazowego w przypadku gazu wysokometanowego została obniżona o 6,7%, natomiast w przypadku gazu zaazotowanego o 6,8%.

W 2017 r. PGNiG OD obowiązywały następujące taryfy:

- do dnia 18 lutego 2017 r. – „Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 4” zatwierdzona decyzją z dnia 17 października 2016 r.;
- od dnia 18 lutego 2017 r. do dnia 31 marca 2017 r. – „Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 5” zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 4 stycznia 2017 r.; stawki opłat abonamentowych pozostały bez zmian; obniżka ceny za paliwo gazowe w Taryfie w stosunku do dotychczasowej taryfy PGNiG OD dla wszystkich grup taryfowych wyniosła średnio 7 %, w tym dla:
 - odbiorców z grup taryfowych zużywających paliwo gazowe do 110 kWh/h – obniżka ceny za paliwo gazowe wyniosła 6,0%,
 - odbiorców z grup taryfowych zużywających paliwo gazowe powyżej 110 kWh/h – obniżka ceny za paliwo gazowe wyniosła średnio 8,6 %.
- od dnia 1 kwietnia 2017 r. do 31 grudnia 2017 r. – „Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 5” zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 17 marca 2017 r.; zmiana taryfy przedłużyła okres jej obowiązywania; stawki opłat abonamentowych pozostały bez zmian; podwyżka ceny za paliwo gazowe w zmianie taryfy w stosunku do dotychczasowej taryfy PGNiG OD dla wszystkich grup taryfowych wyniosła 1,6%.

Ponadto w dniu 14 grudnia 2017 r. Prezes URE zatwierdził „Taryfę PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 6” na okres od dnia 1 stycznia 2018 r. do dnia 31 marca 2018 r. Taryfa jest dedykowana wyłącznie odbiorcom w gospodarstwach domowych i w stosunku do Taryfy Nr 5 ceny i stawki opłat abonamentowych nie uległy zmianie. Decyzją PGNiG OD termin wprowadzenia do stosowania nowej taryfy został określony na dzień 1 stycznia 2018 r.

W 2016 r. PSG stosowała „Taryfę 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.). W 2017 r. nie nastąpiła zmiana poziomu stawek taryfowych w stosunku do 2016 r. W związku z działaniami zmierzającymi do zatwierdzenia nowej taryfy w 2017 r. miały miejsce następujące zdarzenia:

- W dniu 21 kwietnia 2017 r. PSG wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie Taryfy nr 5 zakończone wydaniem w dniu 31 lipca 2017 r. decyzji odmawiającej jej zatwierdzenia. PSG wniosła do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, za pośrednictwem Prezesa URE, odwołanie od powyższej decyzji. Zgodnie z Ustawą Prawo Energetyczne, PSG stosowało dotychczasową taryfę, do czasu zakończenia postępowań odwoławczych.
- W dniu 5 października 2017 r. Prezes URE wezwał PSG do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie kolejnej taryfy – PSG złożyła w dniu 6 listopada do zatwierdzenia „Taryfę nr 6 dla usług dystrybucji paliwa gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego”, która została zatwierdzona decyzją Prezesa URE w dniu 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 2017 r. GSP obowiązywały następujące taryfy:

- od dnia 1 stycznia 2017 r. do dnia 31 maja 2017 r. – „Taryfa w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2016” zatwierdzoną decyzją Prezesa URE z dnia 22 kwietnia 2016 r.;
- od dnia 1 czerwca 2017 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%. Zmiana płatności została wyznaczona w oparciu o średnie stawki ustalone z uwzględnieniem wielkości zamówień zdolności magazynowych złożonych na rok magazynowy 2017/2018.

W 2017 r. PGNiG TERMIKA obowiązywała taryfa:

- od dnia 17 marca 2017 r. obowiązywała taryfa dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA, tj. Ec Żerań, Ec Siekierki, Ec Pruszków, C Wola i C Kawęczyn oraz przesyłu i dystrybucji ciepła sieciami ciepłowniczymi w rejonie Pruszkowa (zasilana z własnego źródła ciepła Ec Pruszków) oraz w rejonach: Anopol, Chełmżyńska, Jana Kazimierza, Marsa Park oraz Marynarska zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 25 stycznia 2017 r.; taryfa będzie obowiązywała do 17 marca 2018 r.; zmiana taryfy spowodowała spadek średnich cen stosowanych przez przedsiębiorstwo o 0,26%.

W 2017 r. PGNiG TERMIKA EP obowiązywały m.in. taryfy:

- od listopada 2016 r. obowiązywała taryfa dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA EP zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 10 października 2016 r.
- od grudnia 2016 r. obowiązywała taryfa dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej (PEC) zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 15 listopada 2016 r.

Wyżej wymienione taryfy obowiązywały przez cały 2017 r. Trwa procedowanie nowej, połączonej taryfy w URE.

- od listopada 2017 r. do października 2018 r. obowiązuje taryfa dla usług dystrybucyjnych energii elektrycznej PGNiG TERMIKA EP zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 17 listopada 2017 r.

Zgodnie z przepisami przejściowymi do ustawy o efektywności energetycznej, dotychczasowe rozporządzenie taryfowe przestanie obowiązywać nie później niż 31 marca 2018 r. W związku z tym, w 2017 r. zostały zainicjowane prace legislacyjne nad nowym rozporządzeniem. PGNiG aktywnie bierze udział w tych pracach prezentując swoje stanowiska oraz postulaty zmierzające do ochrony interesów GK PGNiG oraz swoich odbiorców.

W związku z ustawową detaryfikacją PGNiG nie złożyła w 2017 r. żadnych wniosków o administracyjne zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania.

Ustawowe zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania

Ustawa z dnia 30 listopada 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U., poz. 1986) znosi stopniowo administracyjny tryb regulowania cen gazu ziemnego. Przyjęty harmonogram wprowadza zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania w zakresie:

- obrotu hurtowego oraz dostaw do odbiorców końcowych, którzy dokonują zakupu paliw gazowych: (i) w punkcie wirtualnym, (ii) w postaci LNG lub CNG oraz (iii) w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych w trybie przepisów o zamówieniach publicznych od dnia 1 stycznia 2017 r.,
- dostaw do pozostałych odbiorców końcowych o profilu biznesowym (inni, niż odbiorcy w gospodarstwach domowych) od dnia 1 października 2017 r.,
- dostaw do odbiorców w gospodarstwach domowych od dnia 1 stycznia 2024 r.

Projekty ustaw

Minister Środowiska w 2017 r. kontynuował prace nad projektem ustawy zmieniającej zasady organizacji służby geologicznej, projekt ustawy o Polskiej Agencji Geologicznej (w 2016 r. projekt przewidywał powołanie Państwowej Służby Geologicznej).

Ponadto w 2017 r. Minister Środowiska ogłosił projekt założeń do Polityki Surowcowej Państwa, który określa w obrębie zidentyfikowanych celów filary działań, uwzględniając możliwość ich weryfikacji i zmiany na dalszych etapach wdrażania polityki. Dokument ten stanowi podstawę do podjęcia dalszych prac nad Polityką Surowcową Państwa, kontynuowanych przez przedstawicieli wszystkich ministerstw, a także branżowych podmiotów gospodarczych, instytucji naukowych oraz środowisk społecznych. Proponowane obszary działań:

- Surowce ze źródeł pierwotnych (uzyskane w wyniku gospodarowania wnętrzem ziemi): metale, pierwiastki ziem rzadkich, gazy szlachetne, surowce chemiczne, surowce skalne, kamienie szlachetne, półszlachetne i ozdobne, wody podziemne, lecznicze, surowce energetyczne, pierwiastki promieniotwórcze, ciepło Ziemi;
- Surowce wtórne: recycling, gospodarka o obiegu zamkniętym (*circular economy*), substytucja;
- Inne zagadnienia/Pozostałe obszary działań: bezzbiornikowe magazynowanie i składowanie substancji w strukturach geologicznych, edukacja, ochrona georóżnorodności, np. poprzez tworzenie geoparków, rozwój technologii.

Efektom przyjęcia Polityki Surowcowej ma być szereg zmian legislacyjnych, które będą wpływały na zasady wykonywania koncesjonowanej działalności.

4.1.2. Europejskie otoczenie regulacyjne

Trzeci Pakiet Energetyczny

W 2017 r. kompleksową regulacją dot. europejskiego rynku energii (tj. rynku energii elektrycznej i gazu) pozostał tzw. Trzeci Pakiet Energetyczny. W skład tego Pakietu wchodzi 5 aktów prawnych przyjętych przez instytucje unijne w 2009 r., tj.:

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72 (WE) z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE;
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73 (WE) z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE;
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003;
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowej gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005;
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER).

Celem Pakietu jest zwiększenie konkurencji na europejskim rynku energii oraz stworzenie rynku wewnętrznego energii poprzez takie mechanizmy jak: rozdzielenie własnościowe, organizację współpracy regulatorów oraz przedsiębiorców działających na rynku energetycznym (ACER, ENTSO-E oraz ENTSO-G) czy wprowadzenie kodeksów sieciowych.

W dniu 30 listopada 2016 r. ogłoszony został pakiet projektów aktów prawnych zmieniających akty wchodzące w skład Trzeciego Pakietu. Ogłoszony przez Komisję Europejską Pakiet „Czysta energia dla Europejczyków” ma na celu elektryfikację europejskiej gospodarki oraz realizację zobowiązań Unii Europejskiej zaciągniętych w ramach Porozumień paryskich z 2015 r. oraz realizację celów polityki energetyczno-klimatycznej. Zmiany dotyczą przede wszystkim rynku energii elektrycznej, jednakże zmianie ulega również Rozporządzenie ustanawiające ACER oraz wprowadzane jest nowe Rozporządzenie w sprawie zarządzania Unią Energetyczną, które mogą mieć znaczące implikacje dla rynku gazu i działalności PGNiG.

Do końca 2017 r. prace w Parlamencie Europejskim polegały na przygotowaniu sprawozdań odpowiednich komisji PE (komisje wiodące: ITRE oraz ENVI) w sprawie projektu Komisji Europejskiej. Równocześnie, Rada Unii Europejskiej osiągnęła porozumienie i przyjęła tzw. podejście ogólne (*general approach*) większości aktów wchodzących w skład Pakietu Czysta Energia (z wyjątkiem Rozporządzenia w sprawie ACER), które w istotnej mierze uwzględniają postulaty Spółki.

Ponadto, w trzecim kwartale 2017 r. Komisja Europejska ogłosiła propozycję zmiany dyrektywy gazowej (Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73 (WE) z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE), tak by wymogi dyrektywy gazowej objęły również kluczową infrastrukturę importową do Unii Europejskiej.

W 2017 r. zakończyły się prace nad raportem stanowiącym analizę rynku LNG i magazynowania gazu w Unii Europejskiej. PGNiG aktywnie uczestniczyło w prowadzonych pracach poprzez składanie oficjalnych stanowisk jak i udział pracowników w organizowanych spotkaniach. Mimo aktywności Spółki, nie udało się wyeliminować wszystkich ryzyk znajdujących się w raporcie. Jednakże, zgodnie z informacją podaną przez Komisję Europejską, obecnie nie planuje się działań legislacyjnych mających na celu realizację rekomendacji z raportu.

W 2016 r. prowadzone były prace analityczne w ramach procesu określanego jako „*Quo Vadis EU gas market regulatory framework – Study on a Gas Market Design for Europe*” zmierzającego do reformy ram prawnych europejskiego rynku gazu. Celem raportu jest analiza otoczenia regulacyjnego po implementacji Trzeciego Pakietu Energetycznego oraz ewentualne zaadresowanie luk regulacyjnych w rozwoju rynku gazu Unii Europejskiej istniejących pomimo wprowadzenia Trzeciego Pakietu. W swoich uwagach PGNiG podkreśla, że obecnie jest za wcześnie na badanie luk prawnych istniejących mimo implementacji postanowień ww. Pakietu. W ocenie PGNiG, nie wszystkie postanowienia przyjętych w 2009 r. aktów prawnych zostały wprowadzone, a warunkiem wstępnym analizowania ich skuteczności powinna być pełna implementacja – obejmująca również infrastrukturę importową do Unii Europejskiej. Dodatkowo Spółka wskazuje na istotę i konieczność kontynuowania dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Unii Europejskiej, w tym do infrastruktury importowej. Decyzję w sprawie ewentualnych działań legislacyjnych ma podjąć Komisja Europejska, w składzie powołanym po wyborach do Parlamentu Europejskiego w 2019 r.

Rozporządzenie SoS

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 994/2010 z dnia 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego, dalej: Rozporządzenie SoS, ma na celu zapobieganie zakłóceniom w dostawach gazu ziemnego do państw członkowskich, a w razie wystąpienia – łagodzenie ich skutków.

W tym celu państwa członkowskie, w razie pojawienia się sytuacji niedoboru gazu, mogą ogłosić jedną z trzech sytuacji kryzysowych na swoim terytorium: stan wczesnego ostrzegania, stan alarmowy oraz stan nadzwyczajny. Każdy kolejny poziom stanu kryzysowego pozwala państwu członkowskiemu na podejmowanie działań zmierzających do minimalizacji ryzyka. Grupa odbiorców chronionych, zdefiniowana w przepisach Rozporządzenia SoS, obejmuje wszystkie gospodarstwa domowe podłączone do sieci dystrybucyjnej. Ponadto, każde z krajów członkowskich może rozszerzyć zakres definicji odbiorcy chronionego o małe i

średnie przedsiębiorstwa (o ile na tych odbiorców przypada najwyżej 20% ostatecznego zużycia gazu) oraz instalacje ciepłe (pod warunkiem, że dostarczają ciepło do odbiorców chronionych oraz małych i średnich przedsiębiorstw).

W dniu 16 lutego 2016 r. Komisja Europejska opublikowała nowy projekt Rozporządzenia SoS. W projektowanym akcie prawnym zwiększona została rola regionalnej współpracy w sytuacjach zakłóceń dostaw gazu, a także wprowadzono nowy mechanizm solidarności.

W dniu 1 listopada 2017 r. weszło w życie Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 1938/2017 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) 994/2010

Od publikacji projektu nowego Rozporządzenia SoS PGNiG informowało stosowne organy władzy publicznej o ryzykach związanych z działalnością PGNiG, a także prezentowało stanowisko GK PGNiG przedstawicielom Komisji Europejskiej i Parlamentu Europejskiego.

Negocjacje w sprawie ostatecznego kształtu nowego Rozporządzenia SoS kontynuowane były również w 2017 r. PGNiG aktywnie brało udział w pracach oraz wspierało inne podmioty, w szczególności w zakresie negocjacji dotyczących ostatecznego kształtu mechanizmu transparentności oraz solidarności. Dzięki aktywności PGNiG w tym obszarze, ostateczna wersja Rozporządzenia SoS stanowi kompromis, uwzględniający w satysfakcjonującym zakresie postulaty Spółki.

Rozporządzenie NC TAR

W dniu 30 września 2016 r. przyjęte zostało rozporządzenie Komisji Europejskiej ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu, które następnie weszło w życie w dniu 6 kwietnia 2017 r. Prace nad przyjęciem niniejszego rozporządzenia były prowadzone od 2011 r. Celem niniejszego aktu prawnego jest zmniejszanie rozbieżności pomiędzy modelami taryfowymi stosowanymi w poszczególnych państwach członkowskich. Prowadzenie przez Komisję Europejską działań legislacyjnych zmierzających do ujednoczenia struktur taryfowych na poziomie UE ma na celu ułatwienia obrotu o charakterze transgranicznym prowadzonego przez uczestników europejskiego rynku gazu.

Rozporządzenie NC CAM

Rozporządzenie Komisji Europejskiej nr 459/2017 z dnia 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchylające rozporządzenie (UE) nr 984/2013, dalej: Rozporządzenie NC CAM, ma na celu utworzenie prawidłowo funkcjonujących systemów wzajemnie połączonych sieci przesyłowych, co ma skutkować dalszym rozwojem wewnętrznego rynku energii UE poprzez harmonizację mechanizmów zapewniających przejrzyste i niedyskryminacyjne zasady alokacji zdolności przesyłowych.

Przepisy Rozporządzenia NC CAM znajdują zastosowanie do połączeń międzysystemowych istniejących pomiędzy państwami członkowskimi. W celu zapewnienia równych i niedyskryminacyjnych zasad udostępniania zdolności przesyłowych na tych połączeniach, rozdział przepustowości jest realizowany w formie aukcji organizowanych przez operatorów systemów przesyłowych, w ramach których oferowane są produkty śróddzienne, dobowe, miesięczne, kwartalne oraz roczne. Nowym elementem w porównaniu do uchylonego rozporządzenia 984/2013 jest szczegółowe uregulowanie tzw. procedury *Open Season*. Jest to proces wspierający rozbudowę systemów przesyłowych gazu ziemnego, w ramach którego oferowane są zdolności przesyłowe zarówno dla całkowicie nowych połączeń międzysystemowych, jak i w razie rozbudowy tego rodzaju infrastruktury.

EU ETS

Europejski System Handlu Przydziałami emisji gazów cieplarnianych, dalej: EU ETS, nakłada m.in. obowiązek rozliczania emisji CO₂ oraz reguluje kwestię przydziałów bezpłatnych uprawnień na ciepło i energię elektryczną. Instalacje emitujące gazy cieplarniane (m.in. CO₂) są zobowiązane na mocy dyrektywy ETS do rozliczania swoich emisji uprawnieniami do emisji CO₂ do 30 kwietnia każdego roku za rok miniony. Brak posiadania wymaganej liczby uprawnień do emisji skutkuje nałożeniem na prowadzącego instalację kary w wysokości 100 EUR/tCO₂ oraz konieczność zakupu brakujących uprawnień do ich umorzenia.

Na podstawie dyrektywy EU ETS, instalacje przemysłowe, do których zalicza się ciepłownie i elektrociepłownie, mają prawo do ubiegania się o przydział bezpłatnych uprawnień do emisji. W przypadku instalacji elektroenergetycznych tylko 8 krajów członkowskich, spełniających kryteria określone w dyrektywie EU ETS, mogło wystąpić o przydział bezpłatnych uprawnień do emisji.

Uprawnienia do emisji na ciepło przyznawane są na podstawie produkcji historycznej. Instalacje wytwarzające energię elektryczną mogą otrzymać bezpłatne uprawnienia w zamian za realizację inwestycji przyczyniających się do redukcji emisji CO₂. GK PGNiG zgłosiła do Krajowego Planu Inwestycyjnego 10 inwestycji i w zamian za ich realizację może uzyskać przydziały bezpłatnych uprawnień do emisji.

W listopadzie 2017 r. osiągnięte zostało porozumienie pomiędzy Radą Unii Europejskiej a Parlamentem Europejskim w sprawie ram dla systemu handlu uprawnieniami do emisji po 2020 r. Porozumienie zakłada linearny spadek liczby uprawnień do emisji (tzw. współczynnik redukcyjny) o 2,2% rocznie, z możliwością jego podwyższenia w związku z wdrażaniem postanowień Porozumień paryskich. Fundusz modernizacyjny, tj. instrument mający zapewnić środki na modernizację i zwiększenie

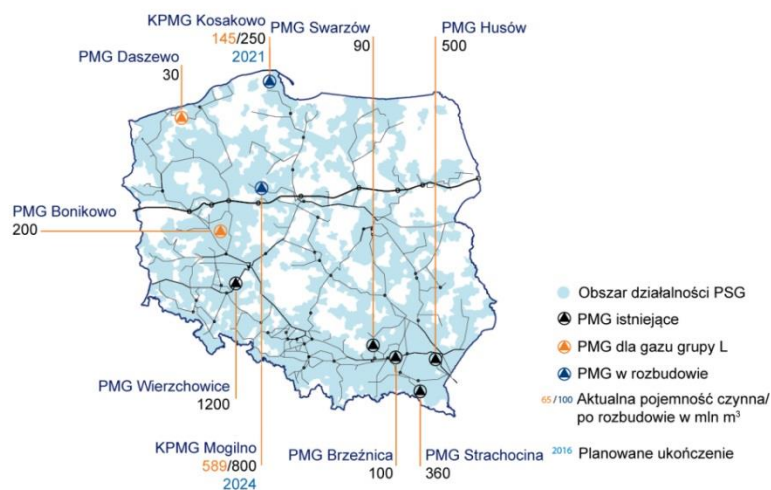
efektywności energetycznej instalacji, został ustalony na poziomie 2% maksymalnego pułapu pozwoleń. Będzie znajdował zastosowanie względem 10 państw członkowskich o produkcie krajowym brutto poniżej 60% średniego PKB UE (łącznie z Polską). Fundusz modernizacyjny, nie może obejmować instalacji spalających stałe paliwa kopalniane (z przyznanym wyjątkiem dla Bułgarii oraz Rumunii i ich instalacji ciepłowniczych). Wprowadzono mechanizm derogacyjny w postaci możliwości przekazania przez państwa członkowskie o produkcie krajowym brutto poniżej 60% średniego PKB UE (łącznie z Polską) darmowych uprawnień do emisji dla sektora energetycznego. Pułap uprawnień jakie państwo członkowskie może przekazać do sektora energetycznego ustanowiono na poziomie 60% wszystkich uprawnień przyznanых danemu państwu członkowskiemu. Ponadto, ostateczny kompromis nie zawiera postulowanego przez Parlament Europejskiego kryterium, zgodnie z którym podmiotem derogacji nie mogłyby być instalacje elektroenergetyczne, które produkują więcej niż 450 g CO₂ przy produkcji 1 kWh energii.

4.2. Rynek gazu w Polsce

GK PGNiG pełni kluczową rolę na polskim rynku gazu i odpowiada za utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego kraju. W tym celu podejmuje niezbędne działania, które mają za zadanie zaspokoić systematycznie rosnące zapotrzebowanie na paliwo gazowe. GK PGNiG zapewnia dywersyfikację dostaw poprzez wydobycie złóż krajowych oraz import ze źródeł zewnętrznych. W Polsce PGNiG jest największym importerem i dostawcą gazu ziemnego. Paliwo trafia do kraju przez rozbudowaną sieć systemu przesyłowego, przy czym od 2016 r. system zasilają również dostawy gazu typu LNG. Za pomocą sieci dystrybucyjnych gaz rozprowadzany jest do odbiorców końcowych. Krajowy system gazowy uzupełniają magazyny gazu, które służą do pokrywania sezonowych i dobowych niedoborów paliwa gazowego. Natomiast z perspektywy samego obrotu, kluczową rolę pełni Towarowa Giełda Energii, na której PGNiG jest Animatorem Rynku Gazu od listopada 2013 r.

System przesyłowy

✓ Rys. 4 System przesyłowy i zasięg sieci dystrybucyjnej w Polsce

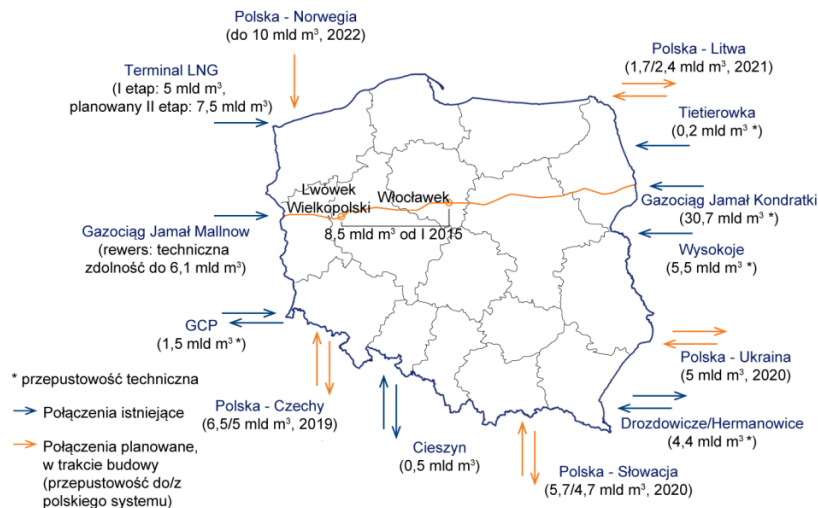


Zarządzaniem siecią przesyłową oraz transportem gazu ziemnego siecią przesyłową na terenie całego kraju, w celu ich dostarczenia do sieci dystrybucyjnych oraz do odbiorców końcowych podłączonych do systemu przesyłowego zajmuje się państwowa spółka GAZ-SYSTEM. Obecny system przesyłowy składa się z dwóch współpracujących ze sobą systemów, czyli Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT) oraz Krajowego Systemu Przesyłowego (wysokometanowego E i zaazotowanego Lw). Na koniec 2017 r. łączna długość sieci przesyłowej w Polsce wynosiła ponad 11 tys. km. Wielkość przesłanego paliwa gazowego za pośrednictwem sieci wyniosła w 2017 r. 17,6 mld m³ (bez uwzględnienia paliwa gazowego przesłanego na rynku OTC i TGE).

W grudniu 2017 r. WZA GAZ-SYSTEM zatwierdziło Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju (KDPR) na lata 2018-2027. Realizacja planowanych zamierzeń infrastrukturalnych ukierunkowana jest przede wszystkim na zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na gaz ziemny odbiorców krajowych przy zapewnieniu stabilnych dostaw tego surowca. Tym samym w KDPR zdefiniowany jest nowy strategiczny program inwestycyjny, którego działania skupiają się na realizacji koncepcji projektów infrastrukturalnych wchodzących w skład tzw. Bramy Północnej. Program o nazwie Brama Północna polega na połączeniu z norweskimi złożami gazu z wykorzystaniem gazociągu podmorskiego pomiędzy Polską a Danią (projekt *Baltic Pipe*, więcej informacji w pkt 7.1.2.) oraz rozbudowie zdolności regazyfikacyjnych istniejącego Terminalu LNG.

W kolejnych latach GAZ-SYSTEM planuje także rozbudowę pozostałych połączeń międzysystemowych oraz krajowej sieci przesyłowej. Projekty te będą miały kluczowe znaczenie dla zapewnienia stabilnych dostaw gazu do kraju oraz Europy Środkowej i Wschodniej (rola eksportera m.in. dla Ukrainy).

✓ Rys. 5 Aktualne oraz planowane transgraniczne punkty wejścia do systemu przesyłowego o znaczeniu strategicznym



Źródło: GAZ-SYSTEM oraz ENTSOG

Przepływ gazu

W 2017 r. odnotowano wzrost importu paliwa gazowego do Polski, który wyniósł 167 TWh (wzrost o 17 TWh, czyli około 11%), przy czym dostawy z kierunku wschodniego spadły o blisko 5%, natomiast o 58% zwiększone zostały dostawy z Unii Europejskiej w porównaniu do 2016 r. Większość importowanego surowca (około 59% w łącznym przepływie paliwa) dostarczono z kierunku wschodniego. Według danych GAZ-SYSTEM, najwięcej gazu ziemnego przesłano przez punkt w Drozdowiczach. Natomiast z kierunku zachodniego najwyższy przepływ odnotowano w punkcie Mallnow.

W 2017 r. kontynuowano dostawy gazu w postaci skroplonej, sprowadzanego drogą morską do Terminala LNG. Skutkowało to wzrostem wolumenu gazu zregazyfikowanego w gazoporcie o 66% w porównaniu do 2016 r. Istotnie wzrósł również eksport na Ukrainę (o 34% r/r).

Przepływy gazu na krajowych punktach wejścia/wyjścia

Punkt wejścia/wyjścia (w TWh)	2017	2016	Δ r/r
Dostawy z UE	42,53	26,94	+58%
w tym Lasów, Gubin (GCP)	6,08	4,87	+25%
w tym Cieszyn	1,26	0,06	+1994%
w tym Mallnow	35,20	22,01	+60%
Dostawy ze Wschodu	106,04	112,11	-5%
w tym Drozdowice	49,72	48,12	+3%
w tym Tietierowka	0,88	0,82	+7%
w tym Kondratki	21,06	28,14	-25%
w tym Wysokoje	34,37	35,03	-2%
Regazyfikacja LNG	18,47	11,14	+66%
Eksport na Ukrainę (głównie Hermanowice)	13,78	10,24	+35%
Łączny przepływ	180,82	160,56	+13%

Źródło: GAZ-SYSTEM

LNG w Polsce

Od 2016 r. swoją działalność w zakresie odbioru i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego prowadzi spółka Polskie LNG S.A., której Terminal LNG umożliwia odbiór 5 mld m³ (po regazyfikacji) gazu zimnego rocznie. W przypadku wzrostu zapotrzebowania na tego typu paliwo gazowe istnieje możliwość zwiększenia zdolności wysyłkowej Terminala LNG nawet do 7,5 mld m³, bez konieczności powiększania terenu, na którym zlokalizowano inwestycję. Do Terminala LNG mogą zawiązać zbiornikowce LNG o wymiarach nie większych niż zbiornikowce typu Q-Flex, których maksymalna pojemność (w zależności od konkretnego statku) wynosi od 210 do 218 tys. m³ LNG (około 130 mln m³ gazu wysokometanowego po regazyfikacji). Finalny produkt regazyfikacji trafia do krajowego systemu przesyłowego za pomocą tłoczni gazu w Goleniowie, która zlokalizowana jest ponad 80 km od gazoportu. Ponadto, LNG jest transportowane cysternami do zakładów lub stacji regazyfikacyjnych zlokalizowanych na terenie całej Polski.

PGNiG traktuje dostawy LNG jako jeden ze środków zapewnienia bezpieczeństwa oraz dywersyfikacji źródeł dostaw gazu. Początkowo Spółka posiadała rezerwację ok. 60% przepustowości terminala, umożliwiających odbiór i regazyfikację około 2,5 mln ton LNG, czyli nieco ponad 3 mld m³ gazu po regazyfikacji rocznie. W 2017 r. PGNiG, zawierając ze spółką Polskie LNG S.A. aneks do umowy, zwiększyło rezerwację mocy do 100% zdolności regazyfikacji Terminala LNG. Umowa w tym zakresie jest ważna do 1 stycznia 2035 r. Oznacza to, że od 2018 r. Spółka może sprowadzić drogą morską LNG, które po regazyfikacji będzie odpowiadało około 5 mld m³ gazu ziemnego rocznie.

Łącznie w 2017 r. PGNiG zaimportowało poprzez Terminal LNG 1,24 mln ton LNG, co odpowiada około 18,8 TWh.

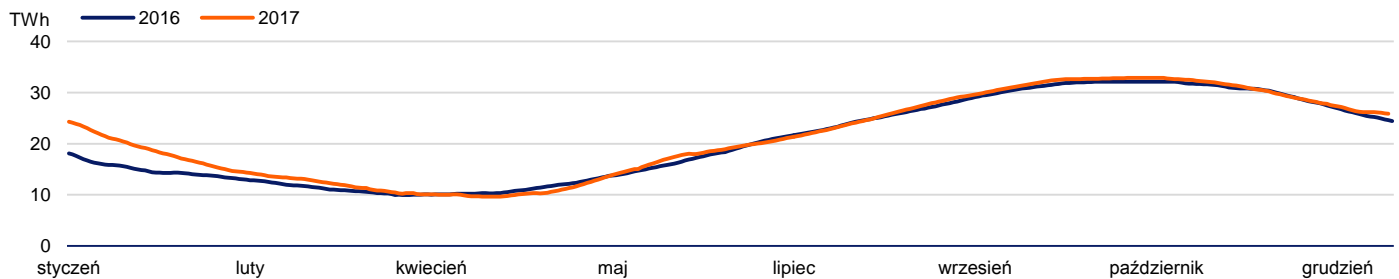
System dystrybucyjny

W obszarze dystrybucyjnym działa jeden duży operator systemu dystrybucyjnego (PSG) i kilkudziesięciu mniejszych operatorów funkcjonujących lokalnie, których sieci przyłączone są do PSG lub GAZ-SYSTEM.

Magazynowanie gazu

PGNiG jest właścicielem 9 podziemnych magazynów gazu w Polsce. Średni dzienny pobór gazu z polskich magazynów w okresie wyłaczania wyniósł w 2017 r. 118,14 GWh, o 26% więcej niż w analogicznym okresie poprzedniego roku. Średnie załadowanie gazu do magazynów w Polsce w sezonie letnim w 2017 r. wyniosło 131 GWh/dobę, o 9,35 GWh/dobę więcej niż w 2016 r.

Stan napełnienia magazynów w Polsce w latach 2016-2017

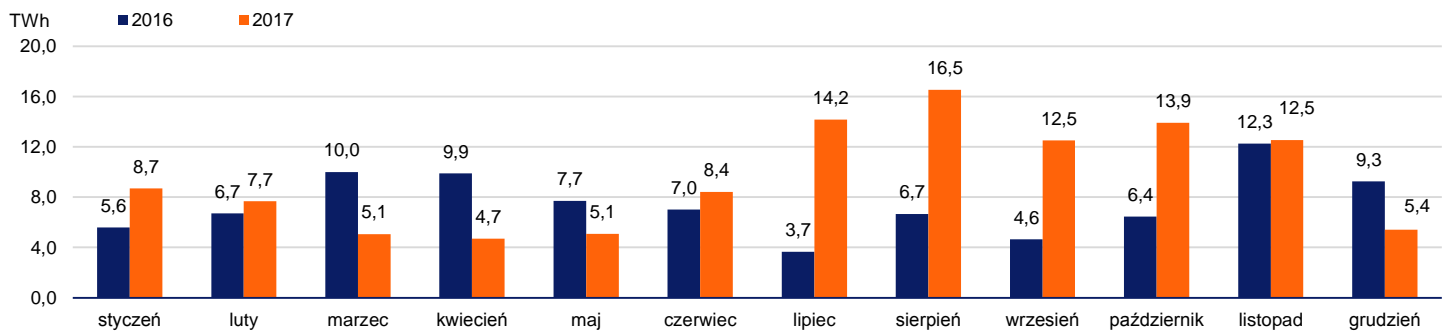


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Gas Infrastructure Europe, Gas Storage Europe.

Towarowa Giełda Energii

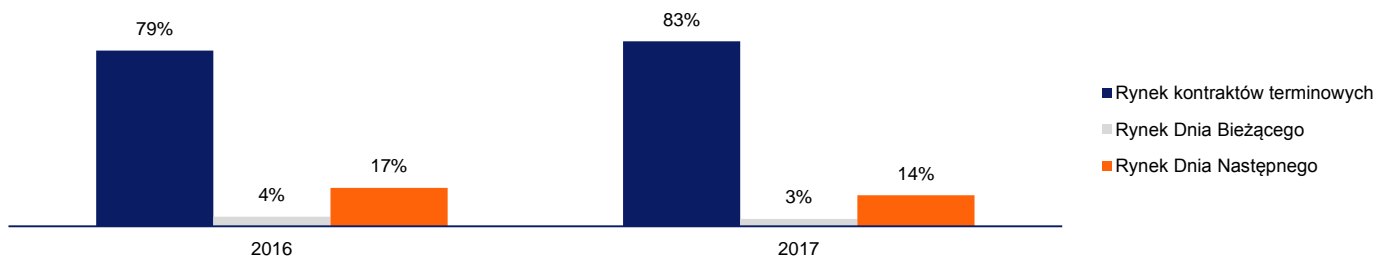
PGNiG jest liderem rynku gazu w obrocie giełdowym na TGE. Zgodnie z informacjami opublikowanymi przez giełdę, całkowity wolumen obrotu gazem w 2017 r. wyniósł 138,7 TWh, z czego 114,7 TWh stanowił obrót na rynku kontraktów terminowych (RTT). Oznacza to, że blisko 83% transakcji na gaz zawieranych na giełdzie w 2017 r. stanowiły kontrakty: roczne, sezonowe (lato, zima), kwartalne, miesięczne oraz tygodniowe.

Wolumen obrotu na kontraktach terminowych (RTT) na TGE w 2016 r. i 2017 r. w TWh



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE.

Struktura kontraktów na TGE w 2016 r. i 2017 r.

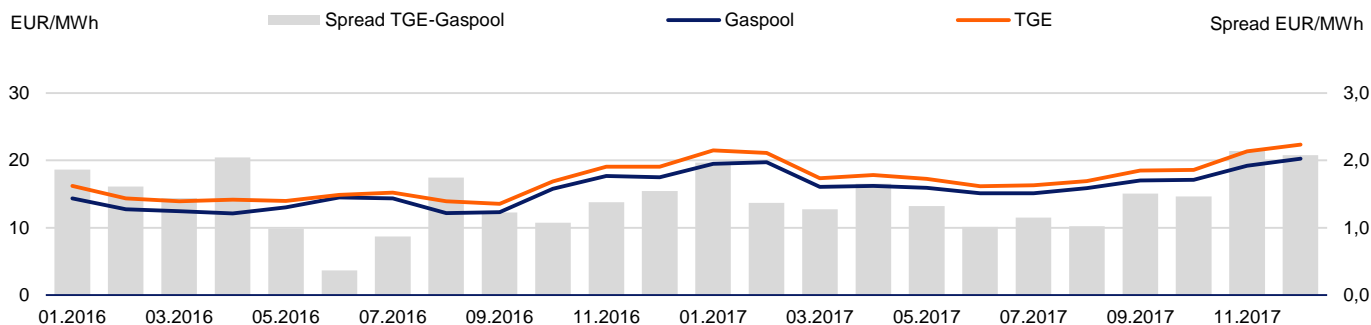


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE.

W 2017 r. odnotowano wyższy o około 28% wolumen obrotu na kontraktach terminowych w odniesieniu do roku ubiegłego. Na koniec 2017 r. 108 podmiotów aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym - niemal dwukrotnie więcej niż w roku ubiegłym. Natomiast 200 firm posiadało koncesję na obrót paliwami gazowymi, o 3 więcej niż w roku poprzednim.

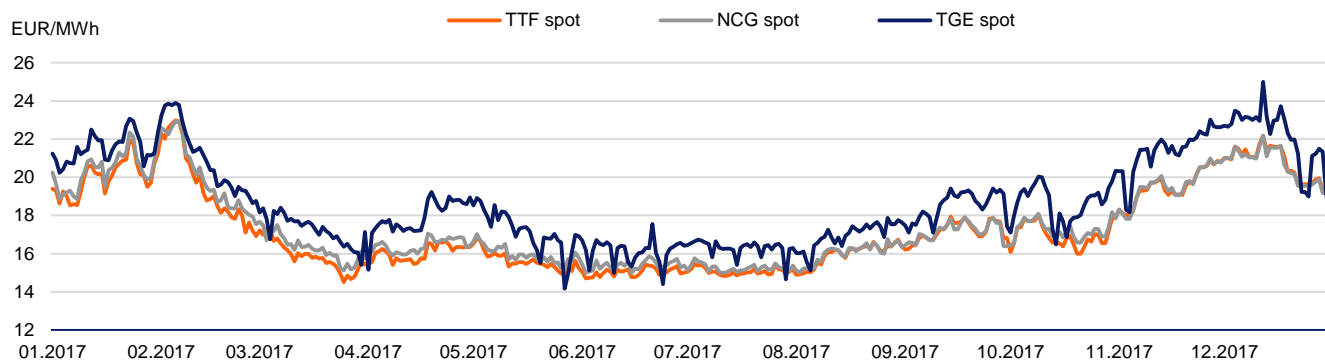
W 2017 r. *spotowa* cena gazu w Polsce wyniosła średnio 79,76 PLN/MWh, o 18,5% więcej niż w 2016 r. Ceny gazu na TGE były silnie skorelowane z cenami gazu w Niemczech, a także innymi rynkami europejskimi. *Spread* pomiędzy *spotowymi* cenami na TGE i GASPOOL wyniósł średnio 1,49 EUR/MWh w 2017 r.

Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego w Polsce i w Niemczech



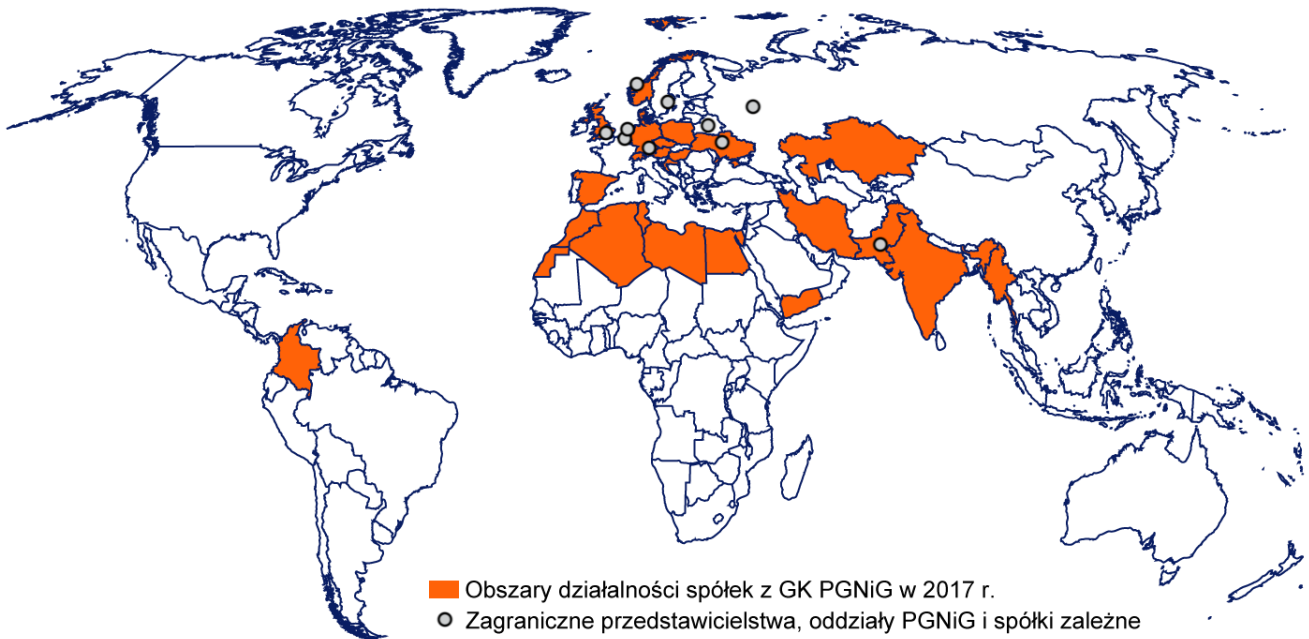
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz EEX

Cena gazu ziemnego spot na giełdzie TGE, TTF i NCG w 2017 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz EEX

5. Działalność operacyjna w 2017 r.



Sprzedaż gazu ziemnego ogółem poza GK PGNiG mln m ³	2017		2016		2015	2014	2013
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	25 291	15 977	22 895	13 580	21 653	17 322	14 970
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	1 496	1 007	1 371	907	1 295	1 252	1 202
RAZEM (przeliczony na E)	26 787	16 984	24 266	14 487	22 948	18 574	16 172

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 wydobywania 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. Segment w liczbach

Wybrane dane finansowe segmentu	2017		2016**		2015*	2014*	2013*
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Przychody ze sprzedaży ogółem	6 118	4 572	5 289	3 763	4 855	6 071	6 185
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG, w tym:	3 092	2 009	2 776	1 601	3 148	4 346	4 580
- gazu wysokometanowego i zaazotowanego	602	600	517	501	553	573	577
- ropy naftowej, kondensatu i NGL	1 862	1 184	1 606	907	1 945	2 654	2 757
- usługi geofizyczne, geologiczne i wiertnicze	358	-	429	-	382	761	833
Przychody między segmentami	3 026	2 563	2 513	2 162	1 707	1 725	1 605
EBITDA	3 865	2 937	2 206	1 577	2 426	3 143	3 381
EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości majątku trwałego	3 944	3 012	2 977	2 294	2 980	3 812	3 908

* dane nieprzekształcone, raportowane

** dane przekształcone według nowej segmentacji działalności GK PGNiG – więcej informacji w Skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym – pkt 1.3

Wydobywanie gazu ziemnego GK PGNiG mln m ³	2017		2016		2015	2014	2013
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	1 863	1 315	1 918	1 401	2 027	1 876	1 890
w Polsce	1 315	1 315	1 401	1 401	1 454	1 457	1 550
Oddział PGNiG w Zielonej Górze	-	-	-	-	-	-	-
Oddział PGNiG w Sanoku	1 315	1 315	1 401	1 401	1 454	1 457	1 550
w Norwegii	548	-	517	-	573	419	340
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	2 674	2 674	2 540	2 540	2 564	2 628	2 686
w Polsce	2 524	2 524	2 481	2 481	2 513	2 570	2 661
Oddział PGNiG w Zielonej Górze	2 468	2 468	2 422	2 422	2 441	2 490	2 574
Oddział PGNiG w Sanoku	56	56	59	59	72	80	87
w Pakistanie - Oddział PGNiG w Pakistanie	150	150	59	59	52	58	25
RAZEM (przeliczony na E)	4 537	3 989	4 458	3 941	4 591	4 504	4 576

Sprzedaż gazu ziemnego z segmentu poza GK PGNiG mln m ³	2017		2016		2015	2014	2013
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	31	31	77	53	54	33	36
w Polsce	31	31	53	53	52	33	36
w Norwegii	-	-	24	-	1	-	-
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	795	795	703	703	684	738	683
w Polsce	646	646	645	645	633	682	658
w Pakistanie	149	149	58	58	51	56	25
RAZEM (przeliczony na E)	825	825	780	756	738	771	719

Ropa naftowa* w GK PGNiG tys. ton	2017		2016		2015	2014	2013
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Wydobycie ropy naftowej*	1 257	787	1 318	763	1 428	1 207	1 099
w Polsce	787	787	763	763	765	789	815
Oddział PGNiG w Zielonej Górze	747	747	719	719	719	742	766
Oddział PGNiG w Sanoku	40	40	44	44	46	47	49
w Norwegii	470	-	555	-	664	418	283
Sprzedaż ropy naftowej*	1 269	791	1 347	754	1 391	1 169	1 106
z wydobycia w Polsce	791	791	754	754	772	780	809
z wydobycia w Norwegii	479	-	593	-	619	389	297

* razem z kondensatem i NGL

5.1.2. Strategia w segmencie

Zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów węglowodorów

Jednym z kluczowych celów w ramach obszaru poszukiwań i wydobycia jest zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów węglowodorów o 35%. Cel ten będzie realizowany poprzez podjęcie stosownych działań w Polsce i za granicą. Aspiracją GK PGNiG jest odwrócenie negatywnego trendu z okresu 2010-2015, kiedy łączna baza zasobów węglowodorów GK PGNiG zmniejszała się średniorocznie o ok. 2%.

W Polsce, w latach 2017-2022, zakładana jest intensyfikacja poszukiwań złóż węglowodorów, co umożliwi utrzymanie wysokiego poziomu nowych odkryć. W 2016 r. nastąpił przełom w efektywności prac poszukiwawczych, co zaowocowało istotnym przyrostem nowych odkryć zasobów węglowodorów (przyrost zasobów w 2016 r. o ok. 35 mln boe vs. przyrost zasobów w 2015 r. o ok. 16 mln boe). W latach 2017-2022 planowane jest utrzymanie rocznego przyrostu brutto odkrytych krajowych zasobów węglowodorów (bez pomniejszenia o wydobycie) na poziomie zbliżonym do 2016 r. - w przedziale od ok. 27 do ok. 34 mln boe rocznie.

Dla osiągnięcia zamierzonego celu realizowane będą działania polegające w szczególności na:

- weryfikacji posiadanych koncesji pod kątem oceny efektywności kontynuacji prac i zbycia koncesji nieperspektywicznych,
- weryfikacji planów poszukiwań krajowych pod kątem maksymalizacji prawdopodobieństwa odkrycia i udokumentowania nowych złóż węglowodorów,
- weryfikacji planów inwestycyjnych w zakresie zagospodarowania złóż węglowodorów m.in. pod kątem skrócenia terminów realizacji projektów inwestycyjnych,
- zmianie podejścia do przygotowywania koncepcji zagospodarowania złóż oraz prowadzenia prac przygotowawczych (np. pozyskanie wstępnych/warunkowych zgód właścicieli działek) na okres przed rozpoczęciem wierceń poszukiwawczych,
- standaryzacji i dostosowaniu wymagań technicznych dotyczących budowy infrastruktury naziemnej do rzeczywistych potrzeb technologicznych i eksploatacyjnych.

Z uwagi na niewielkie perspektywy udokumentowania złóż niekonwencjonalnych i ograniczoną dynamikę nowych odkryć złóż węglowodorów w Polsce, zakładane jest poszukiwanie możliwości dalszego wzrostu bazy zasobów węglowodorów oraz rozwoju działalności produkcyjnej poza granicami kraju. Jednocześnie ważnym celem dla Grupy jest realizacja projektów wydobywczych gwarantujących tzw. *equity gas* na szelfie norweskim, czyli umożliwiających „fizyczny” transport gazu do Polski.

Zwiększenie wolumenu rocznego wydobycia węglowodorów

Celem strategicznym obszaru jest zwiększenie wolumenu rocznego wydobycia węglowodorów z poziomu ok. 39 mln boe w 2017 r. do poziomu blisko 55 mln boe w 2022 r. (15,9 mln boe, CAGR 6%) poprzez utrzymanie wolumenu wydobycia węglowodorów w kraju na poziomie 30-33 mln boe rocznie i istotny wzrost produkcji węglowodorów za granicą - w Pakistanie i Norwegii - do poziomu ok. 22 mln boe rocznie.

W tym celu prowadzone będą następujące działania:

- w Polsce: intensyfikacja wydobycia z obecnie eksploatowanych złóż węglowodorów w oddziałach wydobywczych,
- za granicą:
 - udział w postępowaniach koncesyjnych w priorytetowych regionach/krajach,
 - realizacja projektów M&A w priorytetowych regionach/krajach,
 - realizacja programu przyspieszonego zagospodarowania złóż na posiadanych koncesjach.

Wzrost rentowności działalności poszukiwawczo-wydobywczej

Aspiracją strategiczną obszaru poszukiwań i wydobycia jest istotne obniżenie jednostkowych wydatków na poszukiwanie i rozpoznanie złóż węglowodorów w Polsce. Zakłada się koncentrację prac poszukiwawczych na projektach posiadających największy potencjał pozytywnego wyniku ekonomicznego. Dodatkowo, zakłada się skrócenie średniego czasu rozpoznania i zagospodarowania złóż.

Realizacja Strategii GK PGNiG w obszarze poszukiwań i wydobycia przyniesie wzrost wyniku EBITDA w perspektywie 2022 r., który będzie rezultatem wymienionych wyżej działań strategicznych, a także optymalizacji kosztów operacyjnych spółek serwisowych i rozwoju działalności serwisowej na rzecz podmiotów spoza GK PGNiG, również na nowych rynkach, optymalizacji zagranicznego portfela aktywów upstream oraz intensyfikacji zagranicznych projektów poszukiwawczych (Norwegia i Pakistan) i wykorzystywania innowacyjnych technologii w procesach biznesowych (m.in. zarządzanie eksploatacją kopalń).

5.1.3. Działalność w Polsce

Koncesje krajowe

Według stanu na 1 stycznia 2017 r. PGNiG było w posiadaniu 53 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, a na dzień 31 grudnia 2017 r. PGNiG posiadało 48 koncesji. W 2017 r. zakończono 33 postępowania w zakresie przedłużania, zmiany lub przekształcenia koncesji (przekształcono łącznie 21 koncesji). Zakończono również 40 postępowań w zakresie zatwierdzenia dodatków do projektów robót geologicznych. Wg stanu na 31 grudnia 2017 r. w Ministerstwie Środowiska na przekształcenie oczekują jeszcze łącznie 4 obszary koncesyjne oraz 2 koncesje na przedłużenie. Złożono również do zatwierdzenia 17 dodatków do projektów geologicznych.

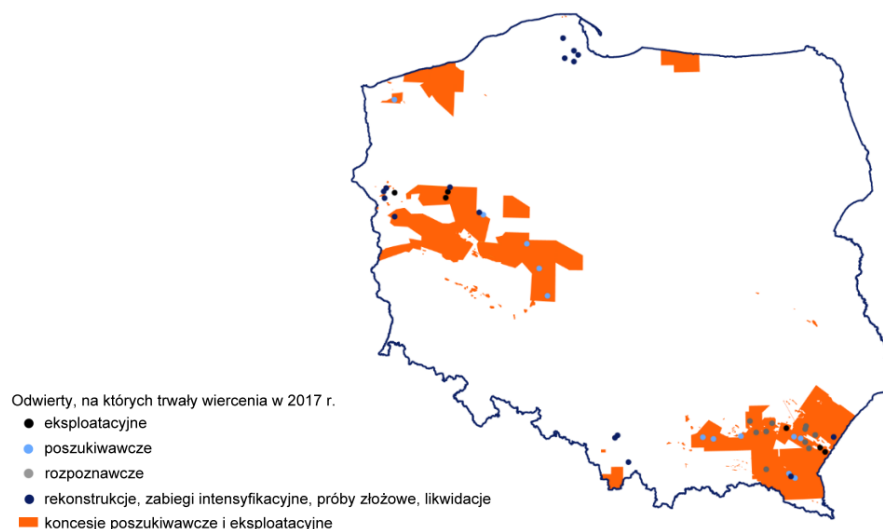
Na dzień 31 grudnia 2017 r. liczba posiadanych krajowych koncesji eksploatacyjnych wyniosła 213. W 2017 r. PGNiG nie przyznano nowych koncesji, 26 koncesji zostało zmienionych, a 12 koncesji zostało wygaszonych.

Prowadzone prace

W 2017 r. PGNiG zajmowało się poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie Karpat, Przedgórze Karpat, Monoklinie Sudeckiej i Niżu Polskim zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Na obszarach koncesyjnych PGNiG prace wiertnicze w kraju prowadzone były w 33 otworach, w tym: 12 poszukiwawczych, 10 otworach rozpoznawczych i 11 eksploatacyjnych. W 30 z nich osiągnięto głębokość docelową, w tym: w 11 poszukiwawczych, 10 rozpoznawczych i 9 eksploatacyjnych.

Na koniec grudnia 2017 r. wyniki złożowe uzyskano z 22 odwiertów (12 poszukiwawczych i 10 rozpoznawczych), w tym 3, których wiercenie zakończono w 2016 r.

✓ Rys. 6 Koncesje PGNiG i odwierty w 2017 r.



W 2017 r. 14 otworów (poszukiwawczych i rozpoznawczych) zakwalifikowano jako otwory pozytywne: 5 poszukiwawczych i 9 rozpoznawczych. W 8 odwiertach nie uzyskano przemysłowego przyływu węglowodorów, w konsekwencji odwierty te zostały zlikwidowane. W 2017 r. 9 otworów eksploatacyjnych zakwalifikowano jako otwory pozytywne. W 2017 r. wykonane były również rekonstrukcje, zabiegi intensyfikacyjne i testy złożowe w otworach: w 8 otworach badawczych, w 4 otworach poszukiwawczych, w 2 otworach rozpoznawczych i w 2 otworach eksploatacyjnych.

Do nowych złóż w Sanoku podłączonych do eksploatacji w 2017 r. należą: nowe elementy na złożu Husów-Albigowa-Krasne - odwierty: Siedlecza-4, -5K, -6K, odwierty na złożu Przeworsk: Przeworsk-17, -18, 19K, -20, 21K, -22, odwierty na złożu Lubliniec-Cieszanów: Lubliniec-14, -15, odwierty na złożu Pruchnik-Pantalowice: Pruchnik-28, -29K, 30K oraz odwiert na złożu Przemyśl: Przemyśl-258K. Do nowych złóż w Zielonej Górze podłączonych do eksploatacji w 2017 r. należy zaliczyć: Radoszyn

(odwierty Radoszyn-2, -3, -4K, -5K), Miłosław E (odwiert Miłosław-4K – eksploatacja w ramach długotrwałego testu produkcyjnego) oraz odwierty na złożu Brońsko: Brońsko-23, -27, -28. W 2017 r. z krajowego bilansu złóż kopalni zostały skreślone złoża Porajów i Brzeźnica.

Liczba kopalni	Sanok	Zielona Góra
Kopalnie gazu ziemnego	18	10
Kopalnie ropy naftowej	5	1
Kopalnie ropy naftowej i gazu ziemnego	13	7
Razem	36	18

PGNiG z produkcją ropy w Polsce na poziomie niemal 800 tys. ton w 2017 r. należy do największych firm specjalizujących się w wydobyciu tego surowca w kraju. W przypadku gazu ziemnego PGNiG posiada około 90% udziału w wydobyciu w Polsce.

Wydobycie gazu ziemnego w Polsce

Wydobycie gazu ziemnego w Polsce mln m ³	2017		2016		2015		2014		2013	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	1 315	1 315	1 400	1 400	1 454	1 457	1 457	1 457	1 550	1 550
Oddział PGNiG w Zielonej Górze	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Oddział PGNiG w Sanoku	1 315	1 315	1 400	1 400	1 454	1 457	1 457	1 457	1 550	1 550
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	2 524	2 524	2 481	2 481	2 513	2 570	2 570	2 570	2 661	2 661
Oddział PGNiG w Zielonej Górze	2 467	2 467	2 422	2 422	2 441	2 490	2 490	2 490	2 574	2 574
Oddział PGNiG w Sanoku	56	56	59	59	72	80	80	80	87	87
Razem (przeliczony na E)	3 839	3 839	3 881	3 881	3 967	4 027	4 027	4 027	4 211	4 211

Wydobycie ropy naftowej w Polsce (wraz z frakcjami)

Wydobycie ropy naftowej* w Polsce tys. ton	2017		2016		2015		2014		2013	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Oddział PGNiG w Zielonej Górze	747	747	719	719	719	742	742	742	766	766
Oddział PGNiG w Sanoku	40	40	44	44	46	47	47	47	49	49
Razem	787	787	763	763	765	789	789	789	815	815

* razem z kondensatem i NGL

Wydobycie pozostałych produktów

tys. ton	2017		2016		2015		2014		2013	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Gaz propan-butan	38	38	37	37	35	32	32	32	30	30
LNG	22	22	26	26	25	30	30	30	32	32
mln m³										
Hel	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

Współpraca z innymi podmiotami

W 2017 r. PGNiG współpracowało z innymi podmiotami na obszarach koncesyjnych PGNiG, FX Energy Poland Sp. z o.o., LOTOS Petrobaltic S.A. i ORLEN Upstream Sp. z o.o. Ponadto, we współpracy z innymi podmiotami, PGNiG prowadziło prace poszukiwawcze w Pakistanie i Norwegii.

Współpraca w Polsce

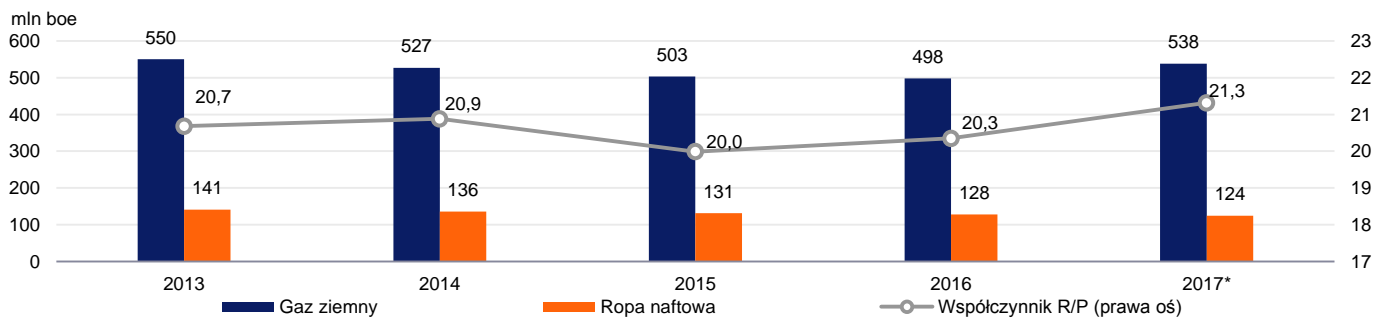
Na koncesjach PGNiG kontynuowane były prace na obszarach:

- „Płotki” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 12 maja 2000 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 49%; Zakończono prace sejsmiczne Radliniec 3D i rozpoczęto prace sejsmiczne Mechlin 3D.
- „Płotki” – „PTZ” tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla na podstawie umowy operacyjnej użytkowników górniczych z dnia 26 października 2005 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 24,5%, „Calenergy Resources Poland” Sp. z o.o. – 24,5%. Obecnie PGNiG oczekuje na decyzję Ministerstwa Środowiska wygaszającą koncesję.
- „Poznań” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 1 czerwca 2004 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 49%. Kontynuowano budowę kopalni gazu Miłosław E. Zakończono wiercenie otworu poszukiwawczego Miłosław-5K/H, uzyskując komercyjny przyływ gazu ziemnego oraz rozpoczęto wiercenie otworu poszukiwawczego Kotlin-3. Zakończono również prace sejsmiczne Taczanów 3D.
- „Bieszczady” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 1 czerwca 2007 r.; udziały wynosiły: PGNiG (operator) – 51%, Eurogas Polska Sp. z o.o. – 24% i Energia Bieszczady Sp. z o.o. – 25%; w dniu 20 lipca 2015 r. ORLEN Upstream Sp. z o.o. objęła 49% udziałów w blokach koncesyjnych numer: 437, 438, 456, 457, 458 oraz we fragmentach bloków 416, 417 i 436 należących do Eurogas Polska Sp. z o.o. i Energia Bieszczady Sp. z o.o. i tym samym została stroną umowy o wspólnych operacjach. Na obszarze zakończono przetwarzanie i interpretację danych sejsmicznych 2D Hoczew-Lutowiska. Zakończono wiercenie otworów Pisarowce-1 do głębokości 1700 m i Poraj południe-1 do głębokości 3000 m. Zakończono połowe prace sejsmiczne z tematu Barycz-Paszowa 2D. W 2017 r. wykonywano przetwarzanie i interpretację geologiczną na 2 tematach sejsmicznych: 2D Barycz-Paszowa i 3D Wańkowa-Bandrów. W listopadzie 2017 r. rozpoczęto likwidację odwiertu poszukiwawczego Niebieszczyń-1.

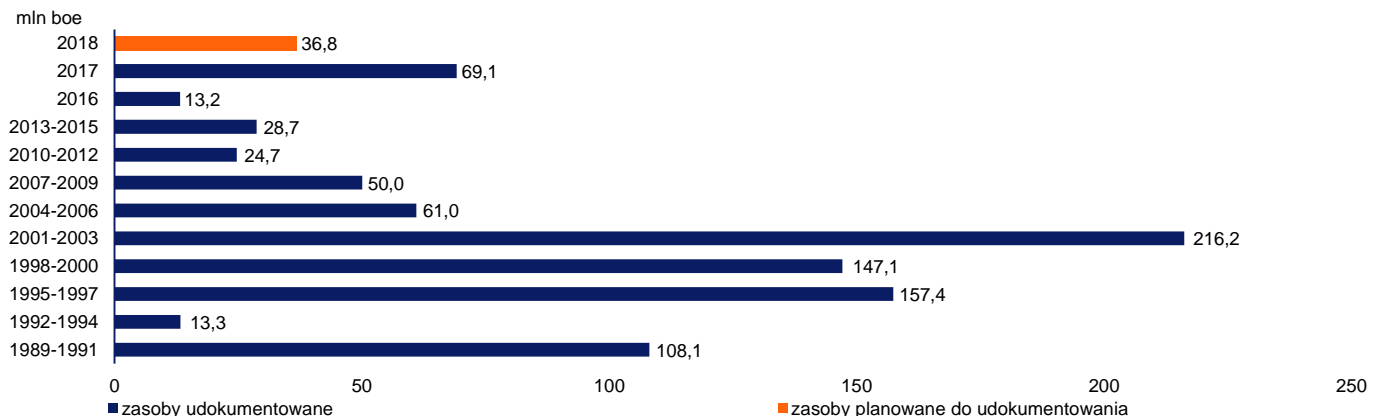
- „Sieraków” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 22 czerwca 2009 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, ORLEN Upstream Sp. z o.o. – 49%. Na obszarze trwają prace formalno- prawne związane z zagospodarowaniem złoża ropy naftowej Sieraków;
- „Kamień Pomorski” na podstawie umowy z dnia 14 sierpnia 2013 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, LOTOS Petrobaltic S.A. – 49%. W okresie sierpień – październik 2017 r. odwiercono negatywny otwór Stawno-1 - trwają prace nad oceną dalszej perspektywiczności koncesji;
- „Górowo Iławieckie” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 31 grudnia 2014 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, LOTOS Petrobaltic S.A. – 49%. Rozpoczęto prace sejsmiczne Miłaki 3D, zawieszono w październiku 2017 r.;
- Prace na koncesjach należących do FX Energy Poland Sp. z o.o. prowadzone były na obszarze „Warszawa-Południe” (blok 255) na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 26 maja 2011 r. Udziały FX Energy Poland Sp. z o.o. (operator) wynoszą 51%, a PGNiG – 49%. W maju 2017 r. zakończono interpretację danych sejsmicznych z tematu Potycz-Wilga 3D. W październiku PGNiG wypowiedziało Umowę o Wspólnych Operacjach.

Współpraca za granicą > Więcej informacji – pkt 5.1.4

Zasoby wydobywalne udokumentowane przez PGNiG w Polsce w latach 2013-2017



*uwzględniono dodatkowo przyrosty zasobów z dokumentacji przyjętych przez Komisję Zasobów Kopalni, bez decyzji Ministra Środowiska.



Sprzedż podstawowych produktów

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment jest ropa naftowa, gaz ziemny wysokometanowy i gaz ziemny zaazotowany. W wyniku oczyszczania ropy naftowej do parametrów handlowych uzyskiwane są produkty: kondensat ropy, siarka oraz mieszanina propan-butan. Część wydobywanego gazu zaazotowanego podlega dalszemu przetworzeniu na gaz wysokometanowy w odazotowniach w Odolanowie oraz Grodzisku Wielkopolskim. W wyniku kriogenicznego przetwarzania gazu zaazotowanego, oprócz gazu wysokometanowego, uzyskuje się takie produkty jak: skroplony gaz ziemny LNG, gazowy i ciekły hel oraz ciekły azot.

Część gazu ziemnego wydobytego w Polsce sprzedawana jest bezpośrednio ze złóż do klientów poza GK PGNiG (tabela poniżej), jak również w ramach Grupy. Gaz ziemny wydobyty, a nie sprzedany w segmencie, przekazywany jest do sprzedaży do segmentu Obrót i Magazynowanie.

Sprzedż gazu ziemnego w Polsce z segmentu poza GK PGNiG mln m ³	2017		2016		2015		2014		2013	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG		
Gaz wysokometanowy (E)	30	30	53	53	52	33	36			
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	646	646	644	644	633	682	658			
Razem (przeliczony na E)	676	676	697	697	685	715	694			

W obszarze handlu ropą naftową wydobywaną w Polsce w 2017 r., PGNiG kontynuowało swoją dotychczasową politykę sprzedażową współpracując z największymi podmiotami sektora paliwowego w Polsce i za granicą.

Ropa naftowa* w Polsce w GK PGNiG tys. ton	2017		2016		2015	2014	2013
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Oddział PGNiG w Zielonej Górze	747	747	719	719	719	742	766
Oddział PGNiG w Sanoku	40	40	44	44	46	47	49
Wydobycie ropy naftowej*	787	787	763	763	765	789	815
Sprzedaż ropy naftowej* z wydobycia w Polsce *razem z kondensatem	791	791	753	753	772	780	809

Kolejowe dostawy ropy naftowej (67% sprzedaży) były realizowane do Grupy LOTOS S.A. – Rafineria w Gdańsku oraz do spółki Orlen Południe S.A. Zakład Trzebinia (Grupa PKN Orlen). Transportem samochodowym (5% sprzedaży) PGNiG dostarczało surowiec do Orlen Południe S.A. Zakład Jedlicze. W 2017 r. dostawy ropy były realizowane również transportem rurociągowym (28% sprzedaży) do firmy TOTS TOTAL Oil Trading S.A. przy wykorzystaniu ropociągu PERN. Sprzedaż ropy naftowej w PGNiG jest oparta o rynkowe notowania cen tego surowca.

Prace sejsmiczne

W 2017 r. wykonano 335,17 km sejsmiki 2D oraz 650,74 km² sejsmiki 3D. Do największych projektów 2D i 3D realizowanych w Polsce w ciągu roku należy zaliczyć projekty: Barycz-Paszowa 2D (288 km) oraz Robotycze-Fredropol 3D (246 km²), Kramarzówka 3D (146 km²), Mechlin 3D (110 km²), Taczanów 3D (56 km²).

Podziemne magazyny gazu

W systemie gazowniczym PGNiG w ramach segmentu Poszukiwanie i Wydobycie funkcjonują dwa magazyny gazu grupy L (PMG Daszewo i PMG Bonikowo), których głównymi zadaniami jest regulowanie pracy systemu gazu zaazotowanego oraz zagospodarowanie gazu z kopalń gazu zaazotowanego.

Podstawowe parametry podziemnych magazynów gazu

Podziemne Magazyny Gazu (PMG)	Pojemność czynna mln m ³	Maksymalna moc odbioru mln m ³ /dobę	Maksymalna moc zatłaczania mln m ³ /dobę
Bonikowo	200	2,4	1,7
Daszewo	30	0,4	0,2

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 2017 r. zakończono prace w dwóch otworach wiertniczych Gilowice-1 oraz Gilowice-2H w rejonie Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. Prace były zatwierdzone decyzją Ministra Środowiska z dnia 24 czerwca 2016 r.

W 2017 r. wykonane zostały prace badawczo-testowe w celu określenia potencjału przepływowego gazu z pokładów węgla po wykonanym zabiegu hydraulicznego szczelinowania w odwiercie Gilowice-2H. W efekcie przeprowadzonych testów złożowych uzyskano zadawalające wyniki produkcyjne - wydobyto ok. 880 tys. m³ gazu przy średniej wydajności gazu w końcowym etapie testu ok. 3,7 m³/min, potwierdzając skuteczność wykonanych zabiegów intensyfikacyjnych. Pod koniec I kwartału 2017 r. PGNiG otrzymało koncesję na rozpoznawanie i poszukiwanie, a także wydobywanie metanu z pokładów węgla, na obszarze prawie 19 km². Obszar koncesji obejmuje tereny gmin Miedźna, Bojszowy, Pszczyna oraz miasta i gminy Brzeszcze. Testowe wydobywanie z pokładów węgla przyniosło obiecujące wyniki, dodatkowo wydobywany pilotażowo surowiec jest bardzo dobrej jakości (97% metanu). Na początku 2018 r. planowane są kolejne odwierty na tych obszarach.

5.1.4. Działalność zagraniczna

Wydobycie gazu ziemnego za granicą mln m ³	2017		2016		2015	2014	2013
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz wysokometanowy (E) w Norwegii	548	-	517	-	573	419	340
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	150	150	59	59	52	58	25
Oddział PGNiG w Pakistanie	150	150	59	59	52	58	25
Razem (przeliczony na E)	698	698	576	59	625	477	365

Sprzedaż poza GK PGNiG mln m ³	2017		2016		2015	2014	2013
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz wysokometanowy (E) w Norwegii	-	-	24	-	1	-	-
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	149	149	56	56	51	56	25
Oddział PGNiG w Pakistanie	149	149	56	56	51	56	25
RAZEM (przeliczony na E)	149	149	80	56	52	56	25

Ropa naftowa * tys. ton	2017		2016		2015	2014	2013
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Wydobycie w Norwegii	470	-	555	-	664	418	283
Sprzedaż w Norwegii	479	-	593	-	619	389	297

*razem z NGL

Norwegia

PGNiG UN posiada udziały w koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, zlokalizowanych na Morzach Norweskim, Północnym i Barentsa. Wspólnie z partnerami zajmuje się wydobywaniem węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog oraz zagospodarowaniem złóż Ærfugl (wcześniej Snadd) i Skogul (wcześniej Storklakken). Na pozostałych koncesjach spółka realizuje projekty poszukiwawcze.

Głównym aktywem PGNiG UN jest złożo Skarv, zagospodarowane przy pomocy pływającej jednostki produkcyjnej (FPSO). Od 2017 r. PGNiG UN prowadzi wydobywanie z nowego złoża Gina Krog, które zostało zagospodarowane przy wykorzystaniu nowej platformy wydobywczej na Morzu Północnym. Pozostałe złoża (Morvin, Vilje i Vale) obejmują zespół odwiertów, które zostały podłączone do istniejącej infrastruktury wydobywczej. W 2017 r. PGNiG UN wraz z partnerami uruchomił dwa projekty inwestycyjne na złożach Ærfugl oraz Skogul. Preferowany scenariusz inwestycyjny zakłada wykonanie trzech nowych odwiertów produkcyjnych i uruchomienie wydobywania od 2020 r.

W 2017 r. ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog PGNiG UN wydobyciło 470 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami (w przeliczeniu na tonę ekwiwalentu ropy naftowej) i 548 mln m³ gazu ziemnego. Wpływ na poziom wydobywania miało czasowe wyłączenie z eksploatacji dwóch z piętnastu odwiertów na złożu Skarv oraz przestój technologiczny na złożu Vale w II połowie roku. Wpływ tych wydarzeń został częściowo zrekomensowany wyższym poziomem produkcji z innych złóż oraz zwiększoną regularnością wydobywania z pozostałych odwiertów na złożu Skarv.

W 2017 r., razem z partnerami, kontynuowano zagospodarowanie złoża Gina Krog obejmujące wiercenie otworów eksploatacyjnych, testy instalacji produkcyjnej oraz odbiory techniczne. W pobliżu złoża zainstalowana została jednostka FSO, pełniąca funkcję magazynu ropy. Przeprowadzone prace umożliwiły uruchomienie wydobywania ze złoża Gina Krog na koniec czerwca 2017 r.

W 2017 r. PGNiG UN osiągnęło wzrost udokumentowanych zasobów w Norwegii, z 78 mln boe na początku roku do 83 mln boe na koniec 2017 r. w wyniku pozytywnego przeszacowania zasobów na złożach Ærfugl oraz Vilje oraz akwizycji złoża Skogul. Zgodnie z przyjętą Strategią GK PGNiG, PGNiG UN prowadziło analizy innych projektów, które mogą doprowadzić do dalszego wzrostu wydobywania. W I półroczu 2017 r. nabył od Aker BP ASA 35% udziałów w złożu Skogul (licencja PL460), którego wielkość zasobów wydobywalnych przypadających na udział PGNiG UN wynosi 3,55 mln boe. PGNiG UN nabyło również 20% udziałów w licencji PL433, zawierającej złożo kondensatowo-gazowe Fogelberg (trwa proces zatwierdzenia transakcji przez władze norweskie). Operatorem licencji PL433 jest Spirit Energy (dawniej Centrica), która posiada 51,7% udziałów a partnerem w projekcie jest Faroe Petroleum (28,3% udziałów). Udziałowcy licencji podjęli decyzję o wierceniu odwiertu rozpoznawczego w 2018 r., który ma stanowić podstawę decyzji o zagospodarowaniu złoża. Zgodnie z danymi norweskiego Ministerstwa Ropy i Gazu szacowane wydobywalne zasoby złoża Fogelberg wynoszą 64 mln boe.

W 2017 r. została rozstrzygnięta kolejna runda koncesyjna APA 2016 (Awards in Predefined Areas), w wyniku której PGNiG UN otrzymało udziały w 2 nowych koncesjach poszukiwawczych:

- 40% udziałów jako operator w koncesji PL887 na Morzu Norweskim; koncesja ta jest położona w okolicy złoża Åsgard, partnerami tej koncesji zostały spółki Concedo ASA, Skagen44 AS oraz Petrolia NOCO AS, które otrzymały po 20% udziałów;
- 30% udziałów jako partner w koncesji PL891 na Morzu Norweskim; operatorem na tej koncesji został ConocoPhillips (40% udziałów), a drugim partnerem spółka Aker BP ASA, która otrzymała 30% udziałów.

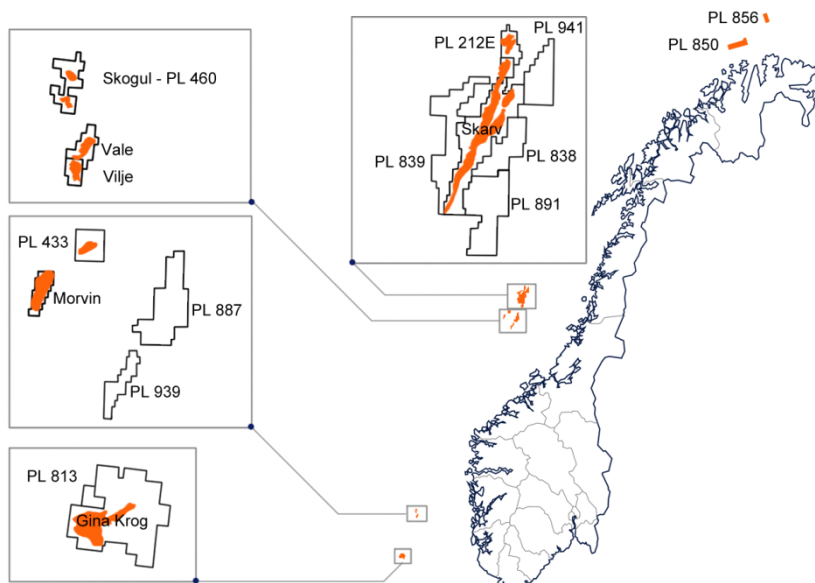
W ciągu dwóch lat, partnerzy koncesyjni wykonują stosowne analizy geologiczne i geofizyczne, których celem będzie dokładne oszacowanie potencjału naftowego objętych koncesjami obszarów. Po tym okresie zostaną podjęte decyzje o wierceniu otworów poszukiwawczych lub zwolnieniu koncesji bez wykonywania wierceń (*drill or drop decision*). Nowe koncesje charakteryzują się potencjałem gazowym, co jest bezpośrednio związane z planami dotyczącymi importu gazu z Norwegii do Polski. Obie koncesje są zlokalizowane w pobliżu istniejącej infrastruktury produkcyjnej i gazociągów, co zdecydowanie ułatwia i przyspiesza proces inwestycyjny. Są one także zlokalizowane odpowiednio w pobliżu złoża Skarv oraz Åsgard.

PGNiG UN wspólnie z partnerami kontynuowało również prace na pozostałych koncesjach poszukiwawczych. Spółka prowadziła m.in. ocenę perspektywiczności koncesji PL839, PL850 i operatorskiej PL838. Po wynikach przeprowadzonych analiz geologiczno-ekonomicznych wraz z partnerami podjęto decyzję o zwolnieniu koncesji PL703 oraz operatorskiej PL799 bez wiercenia otworu.

W 2017 r. PGNiG UN kontynuował działania w kierunku umożliwienia importu norweskiego gazu do Polski. W tym celu kontynuowano rozmowy z operatorami systemów przesyłowych w Polsce, Danii i w Norwegii mające doprowadzić do powstania nowego połączenia infrastrukturalnego między Norwegią a Polską (Korytarz Norweski). PGNiG UN brało aktywny udział w procesach konsultacji uruchomionych przez operatorów i złożyło szereg propozycji dotyczących rozwiązań prawno-regulacyjnych dotyczących tego połączenia.

PGNiG UN posiada zdywersyfikowany portfel koncesji wydobywczych i poszukiwawczych na Morzach Północnym, Norweskim i Barentsa. Utrzymanie tej dywersyfikacji postrzegane jest jako istotny element zarządzania portfelem projektów. Na dzień 31 grudnia 2017 r. PGNiG UN posiadało udziały w 18 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych, w tym w 2 operatorskich.

✓ Rys. 7 Złoże produkcyjne PGNiG UN



Koncesja	Operator	Udział	Rodzaj	Planowane działania
PL029C (Gina Krog)	Statoil	29.63 % (8% w projekcie)	Poszukiwawcza/ zagospodarowanie	Zagospodarowanie (Produkcja od 2017), Poszukiwania
PL036D (Vilje)	Det norske	24.243 %	Produkcja	Produkcja
PL036 (Vale)	Centrica	24.243 %	Poszukiwawcza/ Produkcja	Produkcja
PL249 (Vale)				
PL134B (Morvin)	Statoil	6 %	Produkcja	Produkcja
PL134C (Morvin)	BP	15 % (11.9175 w projekcie)	Poszukiwawcza/ zagospodarowanie/ Produkcja	Produkcja, zagospodarowanie złoże Ærfugl, poszukiwania, planowany odwiert w 2018 r.
PL212 (Skarv)				
PL212B (Skarv)				
PL262 (Skarv)	Aker BP	35%	Zagospodarowanie	Zagospodarowanie (Planowana produkcja od 2020)
PL460 (Skogul)				
PL212E (Snadd Outer)	BP	15 %	Poszukiwawcza	Możliwe włączenie do Snadd
PL813 (Elli)	Statoil	8%	Poszukiwawcza	Spodziewana decyzja DoD* Luty 2019
Op.PL838 (Tunfisk/Shrek)	PGNiG	40%	Poszukiwawcza	decyzja DoD* Sierpień 2018
PL839 (Nise/Storkobbe)	BP	11.9175%	Poszukiwawcza	Interpretacja sejsmiki
PL850 (Ulv)	Edison	20%	Poszukiwawcza	decyzja DoD* Luty 2019
PL856 (Princesse)	Capricorn	25%	Poszukiwawcza	decyzja DoD* Lipiec 2018
PL887 (Novus East)	PGNiG	40%	Poszukiwawcza	decyzja DoD* Luty 2019
PL891 (Tunfisk South)	ConocoPhillips	30%	Poszukiwawcza	decyzja DoD* Luty 2019

*Drill or Drop – decyzja o dalszym zaangażowaniu w projekt i odwierceniu otworów poszukiwawczych lub zrezygnowanie z koncesji

Złoże Skarv rozpoczęło produkcję w grudniu 2012 r. Obecnie zagospodarowane jest 16 odwiertami podłączonymi do pięciu podmorskich płyt fundamentowych przygotowanych do podłączenia kolejnych 7 odwiertów, co zapewnia dużą elastyczność do dalszych prac związanych z licencją Skarv. Skarv FPSO ma założony długi okres użytkowania – platforma stanowi atrakcyjne centrum wydobywczo transportowe dla kolejnych odkryć w regionie.

Złoże Ærfugl – złoże gazowo-kondensatowe odkryte w ramach obszaru licencyjnego Skarv. Zakłada się podłączenie 6 dodatkowych odwiertów do Skarv FPSO z wykorzystaniem obecnie istniejącej infrastruktury do dalszego przesyłu i uruchomienie produkcji z nowych instalacji w 2020 r.

Zasoby Skarv i Ærfugl: 54,7 mln boe, w tym 37,1 mln boe gazu ziemnego i 17,6 mln boe ropy naftowej + NGL

Złoże Morvin zlokalizowane na obszarze Morza Norweskiego zostało odkryte w 2001 r. Wydobywanie realizowane jest poprzez dwie płyty fundamentowe na dnie morza (North oraz South). Wspólny rurociąg łączy Morvin z platformą Åsgard B. Złoże charakteryzuje się bardzo stabilnym i przewidywalnym profilem produkcji.

Zasoby: 1,2 mln boe, w tym 0,4 mln boe gazu ziemnego i 0,8 mln boe ropy naftowej + NGL

Złoże Vilje jest usytuowane w centralnej części Morza Północnego. W sąsiedztwie złoże znajdują się instalacje Alvheim oraz Heimdal. Złoże zagospodarowane jest metodą podmorską z 3 odwiertami połączonymi rurociągami z pływającą platformą Alvheim FPSO.

Zasoby ropy naftowej: 4,5 mln boe

Gina Krog to złożo ropno-gazowe, na którym produkcja rozpoczęła się w czerwcu 2017 r. przy wykorzystaniu 5 odwiertów. Wiercenie kolejnych odwiertów będzie kontynuowane do 2019 r. i pozwoli na zwiększenie możliwości produkcyjnych. Złożo zostało zagospodarowane przy wykorzystaniu platformy oraz pływającej jednostki magazynowej (FSO) do magazynowania ropy naftowej, która jest transportowana tankowcami z pośrednim przeładunkiem na morzu. Surowy gaz jest przesyłany na platformę Sleipner. Po przeróbce gaz jest eksportowany do Europy przy wykorzystaniu sieci Gassled. Kondensat oraz NGL przesyłane będą do instalacji Kårstø w Norwegii.

Zasoby: 17,4 mln boe, w tym 5,5 mln boe gazu ziemnego i 11,9 mln boe ropy naftowej + NGL

Złożo Vale jest złożem gazowo-kondensatowym zlokalizowanym na obszarze Morza Północnego. Złożo Vale zostało odkryte w 1991 r. W najbliższych latach zakłada się zwiększony poziom produkcji ze złoża Vale w związku z ostatnimi inwestycjami dokonanymi w ramach platformy Heimdal.

Zasoby: 2,0 mln boe, w tym 1,2 mln boe gazu ziemnego i 0,8 mln boe ropy naftowej

Złożo Skogul to złożo ropne zlokalizowane na obszarze Morza Północnego w pobliżu złoża Vilje. Plan zagospodarowania zakłada wykonanie 1 odwiertu podłączonego do instalacji podmorskiej na złożu Vilje, a następnie wykorzystanie istniejącej infrastruktury, w tym platformy Alvheim FPSO.

Zasoby: 3,5 mln boe, w tym 0,3 mln boe gazu ziemnego i 3,2 mln boe ropy naftowej

Sprzedaż

Ropa naftowa sprzedawana jest bezpośrednio ze złóż spółkom Shell International Trading and Shipping Company Ltd (ze złóż Skarv, Vilje, Vale i Gina Krog) i TOTSA Total Oil Trading S.A. (ze złoża Morvin). Na wszystkich złożach, z wyjątkiem Vilje, wraz z ropą naftową wydobywany jest również gaz ziemny, który przesyłany jest gazociągami głównie do Niemiec, gdzie odbiera go spółka PST. Głównymi rynkami zbytu są Norwegia, Niemcy i Wielka Brytania.

Pakistan

PGNiG prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar, zawartej 18 maja 2005 r. pomiędzy PGNiG a rządem Pakistanu. 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%. W toku dotychczasowych prac poszukiwawczych na terenie koncesji odkryto dwa złoża gazu ziemnego Rehman i Rizq.

Zasoby gazu ziemnego (zaazotowanego): 6,96 mld m³ (35,7 mln boe) na złożu Rehman i 2,44 mld m³ (13,7 mln boe) na złożu Rizq

Eksploatacja ze złóż Rehman i Rizq prowadzona jest za pomocą kopalni na złożu Rehman. Udział PGNiG w produkcji ze złóż Rehman i Rizq, prowadzonej 5 odwiertami w 2017 r., wyniósł 150 mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

W marcu 2017 r. PGNiG zakończyło wiercenie odwiertu Rehman-3, a w październiku odwiertu Rizq-2. Obecnie trwa wiercenie, rozpoczętego w listopadzie, otworu Rehman-4 i prowadzone są prace przygotowawcze do wiercenia otworów Roshan-1 i Rehman-5. W marcu 2017 r. podłączony został do eksploatacji odwiert Rehman-2, a w sierpniu odwiert Rehman-3. Trwają prace przyłączeniowe na odwiercie Rizq-2, co jest planowane na I kwartał 2018 r. Pierwsze testy złożowe na odwiercie rozpoznawczym Rizq-2 wykonane zostały w październiku 2017 r. Uzyskano wówczas wstępnie wynik przepływów na poziomie ok. 28 m³/min. Po przeprowadzeniu zabiegu szczelinowania hydraulicznego na przełomie listopada i grudnia 2017 r. pomiary dały wynik ok. 128 m³/min.

Libia

Wobec gwałtownego pogorszenia się sytuacji bezpieczeństwa w Libii, jakie miało miejsce w połowie 2014 r., PGNiG UNA w dniu 12 sierpnia 2014 r. notyfikowało National Oil Corporation (NOC) Siłę Wyższą i rozpoczęło ograniczanie działalności operacyjnej.

W okresie 2017 r. spółka PGNiG UNA kontynuowała działania ograniczające wpływ siły wyższej na projekt, uzgodnione z NOC: analizy danych sejsmicznych i weryfikacja perspektywiczności licencji LC113. Zabezpieczano aktywa: biura, wyposażenie wglębne w magazynie oraz magazyn rdzeni z dwóch pozytywnych odwiertów A1 i B1 z lat 2013 i 2014.

Iran

W 2017 r. PGNiG zrealizowało zadania związane z przygotowaniem Wstępnej Koncepcji Zagospodarowania Złoża Soumar (*Technical Proposal*), która została przedstawiona i przyjęta przez National Iranian Oil Company (NIOC) oraz Iranian Central Oil Fields Company. Spółka analizuje możliwości dalszej współpracy z partnerami.

Prace sejsmiczne

W 2017 r. GK PGNiG realizowała prace akwizycji danych sejsmicznych głównie w Polsce oraz za granicą, tj.: Chorwacji, Myanmarze (Birmie), Egipcie, Tunezji, Algierii, Niemczech oraz Austrii. W zakresie przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych spółki GK PGNiG realizowały kontrakty w Polsce, Pakistanie i Maroku.

5.1.5. Kluczowe projekty i wydatki inwestycyjne

W 2017 r. nakłady inwestycyjne PGNiG w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie wyniosły 867 mln zł i były o 4% wyższe od nakładów poniesionych w 2016 r.

W przypadku poszukiwań nakłady poniesiono głównie na wykonanie otworów rozpoznawczych i poszukiwawczych (z czego największą przeznaczono na otwór rozpoznawczy Kramarzędka: 75 mln zł) oraz na prace sejsmiczne i geofizyczne (z czego największą na sejsmikę 3D w rejonie Rybotycze-Fredropol: 51 mln zł). Łącznie na poszukiwania w kraju i za granicą PGNiG przeznaczyło 475 mln zł.

Wśród najważniejszych projektów wydobywczych można wymienić wykonanie otworów eksploatacyjnych w rejonie Lubiatów-Międzychód-Grotów (71 mln zł) oraz zagospodarowanie złoża Radoszyn (26 mln zł). Łącznie na projekty wydobywcze w kraju i za granicą PGNiG przeznaczyło 392 mln zł.

Nakłady inwestycyjne poniesione w Pakistanie w 2017 r. wyniosły 100 mln zł i były o 2% wyższe niż w 2016 r.

W 2017 r. nakłady inwestycyjne poniesione w Norwegii wyniosły 275 mln zł. PGNiG UN razem z partnerami kontynuowało prace nad zagospodarowaniem złóż Gina Krog, Ærfugl i Skogul. Trwa wiercenie dodatkowych odwiertów produkcyjnych na pierwszym z nich, co pozwala na optymalizację finansowania projektu. Zakłada się, że produkcja osiągnie zakładany poziom po zakończeniu kampanii wierceń w 2019 r. W grudniu 2017 r. przedstawiono do zatwierdzenia plany zagospodarowania złóż Ærfugl i Skogul. Wiercenie odwiertów eksploatacyjnych i instalację urządzeń wydobywczych na złożach zaplanowano na lata 2019/2020, a rozpoczęcie produkcji na 2020 r.

5.1.6. Perspektywy rozwoju

Prognozowane wydobywanie 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. W 2018 r. na terenie Polski planowane jest zagospodarowanie i podłączenie 12 odwiertów, zagospodarowanie 3 złóż (Solec, Gryżyna, Krobielewko) oraz prowadzenie prac modernizacyjnych oraz rozbudowa istniejących instalacji.

Wspólnie z Państwowym Instytutem Geologicznym - Państwowym Instytutem Badawczym, PGNiG będzie kontynuować projekt badawczy wykorzystania technologii szczelinowania do pozyskania metanu z pokładów węgla kamiennego w Gilowicach. Dzięki tej technologii PGNiG będzie mogło zwiększyć w przyszłości swój krajowy potencjał wydobywczy. Metan w pokładach węgla może być ważnym elementem bezpieczeństwa energetycznego kraju w oparciu o eksploatację własnych zasobów węglowodorowych, jednocześnie odmetanowanie kopalń wpłynie również na poprawę bezpieczeństwa pracy górników oraz pozwoli ograniczyć emisję metanu, agresywnego gazu cieplarnianego, do atmosfery.

Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG UN kontynuować będzie, jako partner, wydobywanie węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog oraz zagospodarowanie złóż Skogul oraz Ærfugl. Spółka będzie również prowadziła 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. Na początku 2018 r. liczba posiadanych koncesji ulegnie zwiększeniu do 21. Wzrost związany jest z oczekiwanym zatwierdzeniem akwizycji koncesji PL433 przez norweskie władze oraz rozstrzygnięciem ostatniej rundy koncesyjnej.

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 od innych firm naftowych w obszarach interesujących spółkę (*Farm In*) lub przez wymianę udziałów pomiędzy własnymi koncesjami a obszarami interesującymi spółkę (*Farm Down*). W przyszłości PGNiG UN nie wyklucza uczestnictwa, jako partner, w wierceniach prowadzonych w strefie arktycznej. Wynika to między innymi z faktu posiadania udziałów w dwóch koncesjach na Morzu Barentsa (PL850 i PL856).

W Pakistanie na 2018 r. zaplanowano ukończenie wiercenia, testy i podłączenie do produkcji otworu eksploatacyjnego Rehman-4 oraz równoczesne rozpoczęcie wiercenia otworów eksploatacyjnych Rehman-5 i Rizq-3. Równolegle prowadzone będą prace związane z rozbudową mocy instalacji wydobywczych i podłączaniem kolejnych otworów do eksploatacji: odwiert Rizq-2 i otwór Rehman-4. Zakłada się również prace nad podłączeniem do eksploatacji potencjalnego złoża Roshan. Na 2018 r. planowane jest wykonanie zdjęcia sejsmicznego 3D na obszarze potencjalnego złoża W1, zdjęcia 2D na obszarze potencjalnego złoża W2, oraz wykonanie otworu poszukiwawczego Roshan-1, który ma za zadanie odkryć kolejne złoża gazu o zasobach wydobywalnych na poziomie 3,1 mld m³ (17 mln boe). Równocześnie otwór Roshan – 1 będzie stanowił wypełnienie nowych zobowiązań podjętych w 2017 r., w ramach odnowienia koncesji poszukiwawczej Kirthar.

W obszarze badań sejsmicznych planowane prace na 2018 r. obejmują m.in. akwizycje danych sejsmicznych 2D i 3D w kraju (dla PGNiG oraz kontrahentów spoza Grupy), jak również w Niemczech i na Ukrainie.

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. Segment w liczbach

Wybrane dane finansowe segmentu	2017		2016 ²⁾		2015 ¹⁾		2014 ¹⁾		2013 ¹⁾	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Przychody ze sprzedaży ogółem	30 495	16 968	28 180	15 485	31 742	28 825	25 659			
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG, w tym:	30 000	16 928	27 733	15 457	31 274	28 367	25 341			
- gazu wysokometanowego i zaazotowanego	27 813	14 507	25 615	12 436	29 413	26 555	24 392			
Przychody ze sprzedaży między segmentami	495	40	454	28	468	458	318			
EBITDA	(435)	(890)	614	678	623	764	170			
EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości majątku trwałego	(70)	(525)	626	690	627	822	183			

1) dane nieprzekształcone, raportowane

2) dane przekształcone według nowej segmentacji działalności GK PGNiG – więcej informacji w Skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym – pkt 1.3

Sprzedaż gazu ziemnego poza GK PGNiG mln m ³	2017		2016		2015		2014		2013	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	25 261	15 947	22 818	13 527	21 596	17 289	14 934			
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	701	212	671	207	611	514	519			
RAZEM (przeliczony na E)	25 962	16 159	23 489	13 734	22 207	17 803	15 453			
w tym:										
PGNiG	16 159	-	13 734	-	12 415	12 834	14 070			
PGNiG OD	7 617	-	7 245	-	7 753	3 209	-			
PST	2 186	-	2 510	-	2 039	1 760	1 383			

5.2.2. Strategia w segmencie

Obrót hurtowy: Dywersyfikacja kierunków dostaw gazu

Na pozycję GK PGNiG negatywnie wpływa historyczny kontrakt długoterminowy na dostawy gazu ziemnego do Polski – tzw. kontrakt jamalski. Mając na uwadze jego zbliżające się wygaśnięcie w 2022 r., Grupa dąży do osiągnięcia realnej dywersyfikacji portfela dostaw gazu. W tym zakresie kluczowymi działaniami Grupy są: wsparcie budowy połączenia gazowego Polski i Norwegii, rozwój kompetencji w zakresie handlu i logistyki LNG na rynku globalnym oraz zwiększenie bazy zasobów gazu.

- Celem strategicznym GK PGNiG jest budowa portfela pozyskania gazu z wykorzystaniem planowanej infrastruktury przesyłowej na trasie Norwegia – Dania – Polska (więcej o projekcie *Baltic Pipe* w pkt 7.1.2.), co pozwoli na jego sprowadzanie z nowych kierunków i kontraktację na warunkach rynkowych, zapewniając jednocześnie odnowienie portfela importowego gazu po 2022 r.
- Rozwój kompetencji w zakresie handlu i logistyki LNG na rynku globalnym, dzięki możliwości krótkoterminowego bilansowania portfela importowego, wesprze elastyczność w zakresie struktury pozyskania gazu po 2022 r. Kontynuowane będą działania związane z rozwojem kompetencji oraz wzmocnieniem swojej obecności na światowym rynku LNG. Planowane jest badanie możliwości kontraktacji LNG z nowych kierunków (np. Ameryka Północna, Australia, Afryka), oraz rozszerzenie obecnej współpracy z dostawcami LNG i pozyskanie nowych kompetencji w obszarze transportu morskiego LNG.
- Zwiększenie bazy zasobów w kraju i za granicą przy jednoczesnej realizacji inwestycji Korytarza Norweskiego umożliwiłoby transport gazu z własnych złóż bezpośrednio na polski rynek.

Obrót hurtowy: Wzrost wolumenu sprzedaży gazu ziemnego w obrocie hurtowym

Celem strategicznym obszaru obrotu hurtowego jest zwiększenie łącznego wolumenu obrotu gazem ziemnym do poziomu ok. 178 TWh w 2022 r. (w 2017 r. wolumen ten wyniósł ok. 175,7 TWh). Realizacja tego celu będzie możliwa dzięki zwiększeniu wolumenu sprzedaży gazu w Polsce, podejmowaniu działań w kierunku zmniejszania dynamiki spadku sprzedaży gazu do odbiorców końcowych w następstwie uwalniania rynku gazu w Polsce oraz zwiększeniu wolumenu sprzedaży gazu na rynkach zagranicznych. Realizacja tego celu wpisuje się w obserwowany w 2017 r. trend wzrostowy w zakresie sprzedanych wolumenów gazu ziemnego do największych przemysłowych odbiorców gazu w Polsce oraz w bardzo dobrych wynikach sprzedaży gazu na rynek ukraiński.

W kolejnych latach PGNiG będzie kontynuowało działania zmierzające do zabezpieczenia pozycji rynkowej w zakresie sprzedaży gazu ziemnego.

Mając na uwadze doświadczenie i kompetencje PST, celem strategicznym GK PGNiG jest dalszy rozwój spółki na innych rynkach w regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Jednocześnie PGNiG zamierza kontynuować działania zmierzające do wzmocnienia swojej obecności na rynku ukraińskim, należącym do najbardziej perspektywicznych rynków w regionie.

Obrót detaliczny: Utrzymanie pozycji rynkowej i maksymalizacja marży w obrocie detalicznym

Nadrzędnymi celami strategicznymi spółki PGNiG OD w perspektywie Strategii będzie poprawa efektywności sprzedaży gazu do klientów detalicznych, przy jednoczesnym utrzymaniu łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego na rynku detalicznym na poziomie ok. 67-69 TWh/rok.

Podstawowym elementem determinującym działania PGNiG OD w najbliższej perspektywie jest uwolnienie cen sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych. Od 1 października 2017 r. został zniesiony obowiązek zatwierdzania taryf dla klientów instytucjonalnych – w efekcie ok. 50% wolumenu sprzedaży PGNiG OD zostało zwolnione z taryfikacji.

PGNiG OD rozpoczął działania w zakresie poprawy atrakcyjności oferty produktowej spółki. Obszar obrotu detalicznego oferuje klientom coraz bogatsze portfolio produktów skierowane do różnych grup odbiorców w zakresie paliwa gazowego, ale też energii elektrycznej. W ramach budowania trwałej relacji partnerskiej z klientem rozpoczęto prace nad nowymi rozwiązaniami w zakresie usług dodanych, jak również nad zwiększeniem satysfakcji klientów poprzez poprawę jakości ich obsługi i rozwój nowoczesnych kanałów sprzedaży.

Magazynowanie: Wzrost dostępnych pojemności magazynowych

Działalność GK PGNiG w obszarze magazynowania koncentruje się na realizacji dwóch kluczowych celów strategicznych, tj. zabezpieczeniu pojemności magazynowych dostosowanych do popytu oraz wzroście efektywności funkcjonowania obszaru magazynowania. Zakłada się, że po zrealizowaniu rozpoczętych projektów rozbudowy PMG, obecne pojemności będą wystarczające dla pokrycia prognozowanego popytu na usługi magazynowe w perspektywie 2022 r. Kluczowym celem jest skuteczne sfinalizowanie obecnie realizowanych projektów inwestycyjnych (PMG Kosakowo). Po rozbudowie całkowita pojemność magazynów gazu wysokometanowego w Polsce będzie wynosić ok. 3 mld m³.

W odpowiedzi na oczekiwania rynkowe, na początku lutego 2017 r. PGNiG wprowadziło do oferty usługę biletową, umożliwiającą importującym gaz ziemny do Polski lub dokonującym obrotu z zagranicą wywiązanie się z ustawowego obowiązku utrzymywania zapasu obowiązkowego. Usługa biletowa pozwoli na efektywne wykorzystanie pojemności magazynowych przez uczestników rynku gazu ziemnego.

5.2.3. Działalność handlowa 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 nowej spółki PGNiG OD.

Sprzedaż gazu ziemnego w Polsce poza GK PGNiG (w tym eksport gazu z Polski) mln m ³	2017		2016		2015		2014		2013	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	
Gaz wysokometanowy (E)	23 075	15 947	20 435	13 527	19 557	15 543	13 555			
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	701	212	671	207	611	514	519			
RAZEM (przeliczony na E)	23 776	16 159	21 106	13 734	20 168	16 057	14 074			
w tym:										
PGNiG	16 159	-	13 734	-	12 415	12 834	13 555			
PGNiG OD	7 617	-	7 245	-	7 481	3 209	-			
PST	-	-	127	-	272	14	5			

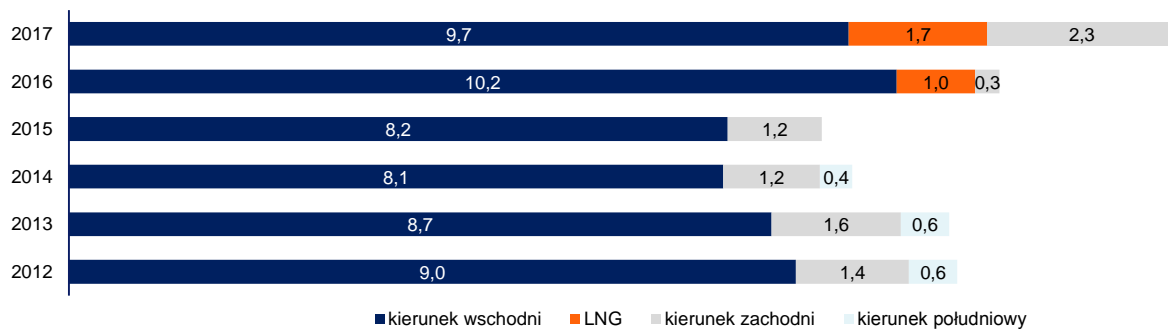
Struktura odbiorców gazu GK PGNiG mln m ³	2017		2016	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Odbiorcy domowi	4 065	-	3 913	-
Handel, usługi, hurt	1 775	470	1 475	233
Zakłady azotowe	1 981	1 981	1 798	1 798
Elektrownie i ciepłownie	900	725	607	419
Rafinerie i petrochemia	2 795	2 787	1 338	1 327
Pozostali odbiorcy przemysłowi	3 028	1 045	2 468	618
Giełda	8 515	8 423	9 141	8 969
Eksport z Polski	728	728	370	370
Razem sprzedaż poza GK PGNiG	23 787	16 159	21 109	13 734

Import gazu

W 2017 r. PGNiG kupowało gaz ziemny głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów długoterminowych oraz umów krótkoterminowych z dostawcami europejskimi:

- 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 gazu ziemnego do Polski z zagranicy w latach 2013-2017 w mld m³



W 2017 r. zwiększone zostały zakupy gazu z importu i wyniosły 13,7 mld m³. Zmniejszyły się zakupy gazu z kierunku wschodniego – zakupiono o 0,5 mld m³ gazu mniej z tego kierunku względem 2016 r. Do 2,3 mln m³ wzrosło pozyskanie gazu z kierunku zachodniego. Wzrosły też dostawy LNG do poziomu 1,7 mld m³.

PGNiG aktywnie wspiera działania mające na celu budowę połączenia infrastrukturalnego o mocy około 10 mld m³/rok, dającego Polsce bezpośredni dostęp do gazu ze złóż na Morzu Północnym. W 2017 r. PGNiG uczestniczyło w ogłoszonej przez GAZ-SYSTEM i duńskiego operatora systemu przesyłowego Energinet procedurze Open Season 2017 *Baltic Pipe*, w ramach której złożono wiążące zamówienie na moce przesyłowe w okresie od 1 października 2022 r. do 30 września 2037 r., pozwalające na przesył do Polski gazu z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego. Pozytywny wynik przeprowadzonego przez operatorów Testu Ekonomicznego oraz potwierdzenie alokacji mocy na rzecz PGNiG, pozwoliło na zawarcie odpowiednich umów przesyłowych z operatorami w styczniu 2018 r (więcej o projekcie *Baltic Pipe* w pkt 7.1.2.).

W 2017 r. zawarto ze spółką Polskie LNG S.A. aneks do Umowy Regazyfikacji, na mocy którego PGNiG zwiększyło do 100% długoterminową rezerwację mocy regazyfikacyjnych Terminala LNG. Przedmiotowy aneks obowiązuje od 1 stycznia 2018 r. do 1 stycznia 2035 r. i umożliwia realizację umowy dodatkowej z firmą Qatargas oraz ewentualny zakup dodatkowych ładunków LNG na zasadach spot lub krótko- i średnioterminowych.

Renegocjacja warunków cenowych w ramach Kontraktu z OOO Gazprom eksport

W 2017 r. PGNiG kontynuowało rozpoczęte formalnie 1 listopada 2014 r. działania na rzecz zmiany warunków cenowych dostaw w ramach kontraktu jamalskiego. Wobec braku uzyskania porozumienia z dostawcą, 13 maja 2015 r. PGNiG rozpoczęło przewidzianą w kontrakcie procedurę rozstrzygnięcia sporów poprzez postępowanie arbitrażowe. Przedmiotem sporu jest dostosowanie tego kontraktu do sytuacji na europejskim rynku gazu ziemnego. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie przed Trybunałem Arbitrażowym nie zostało zakończone. Spółka spodziewa się, że rozstrzygnięcie przedmiotowego sporu nastąpi w I połowie 2018 r. Przekazanie sporu do rozstrzygnięcia przez Trybunał Arbitrażowy nie wyklucza możliwości prowadzenia rozmów na poziomie handlowym i osiągnięcia wcześniejszego porozumienia polubownego z dostawcą.

Mimo braku rozstrzygnięcia procesu renegocjacji warunków cenowych kontraktu jamalskiego, 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 wnioski o renegocjację PAO Gazprom/OOO Gazprom Eksport nie był zasadny oraz nie spełniał wymogów formalnych określonych w kontrakcie jamalskim, w rezultacie był bezskuteczny. Do dnia sporządzenia sprawozdania strony nie osiągnęły porozumienia w sprawie warunków dostaw.

Dostawy gazu LNG

W dniu 14 marca 2017 r. PGNiG zawarło z Qatargas umowę dodatkową do Umowy sprzedaży skroplonego gazu ziemnego z dnia 29 czerwca 2009 r. Na mocy umowy dodatkowej, obowiązującej do 30 czerwca 2034 r., poczynając od 2018 r. nastąpi podwojenie dostaw LNG z Kataru do Polski. Całkowity wolumen LNG w ramach umów długoterminowych z Qatargas wzrośnie do 2 mln ton LNG na rok, co stanowi około 2,7 mld m³ gazu po regazyfikacji, a w latach 2018-2020 do 2,17 mln ton LNG rocznie czyli ok. 2,9 mld m³ gazu sieciowego.

W 2017 r. PGNiG odebrało trzy dostawy *spotowe* LNG, zakontraktowane we współpracy z biurem *tradingowym* LNG w Londynie, prowadzonym przez PST. Dostawcą pierwszego ładunku ok. 150 tys. m³ LNG pochodzącego z terminalu Sabine Pass w USA była

firma Cheniere Marketing International. Ładunek *spotowy* o wolumen ok. 205 tys.m³ LNG został zakupiony od Qatar Liquefied Gas Company Limited (2). Ostatnia dostawa *spot* w 2017 r. pochodziła z Norwegii. Około 140 tys. m³ LNG dostarczył koncern Statoil ASA. Łączny wolumen dostaw zakupionych przez GK PGNiG na rynku *spotowym* w 2017 r. wyniósł ok. 500 tys. m³ LNG, co odpowiada ok. 3,33 TWh lub ok. 290 mln m³ gazu ziemnego po regazyfikacji.

Dodatkowo w ramach dywersyfikacji portfela gazu ziemnego GK PGNiG zawarła w listopadzie 2017 r. 5-letni kontrakt na dostawę w sumie 9 ładunków LNG z firmą Centrica LNG Company Limited. Dostawy będą pochodzić z terminalu skraplającego Sabine Pass w USA. Kontrakt wejdzie w życie w 2018 r. i będzie realizowany na bazie reguły DES (*Delivery Ex Ship*). To pierwszy średnioterminowy kontrakt zawarty przez biuro *tradingowe* LNG PST w Londynie.

Sprzedaż gazu

Hurtowa sprzedaż gazu do 30 września 2017 r. była częściowo objęta taryfikacją. W praktyce odbiorcy rozliczani byli i są po cenach rynkowych. Umowy obowiązujące oraz nowo negocjowane uwzględniają indywidualne wyceny sporządzone przy zastosowaniu jednolitej, obiektywnej metody wyceny, pozbawionej elementów uznaniowych i zapewniającej równoprawne traktowanie klientów. Rozliczenia z odbiorcami oparte są o formuły cenowe lub ceny stałe wyznaczone na podstawie indeksów giełdowych. W 2017 r. głównymi odbiorcami gazu ziemnego w Polsce byli odbiorcy przemysłowi. W tej grupie do największych odbiorców gazu ziemnego w Polsce należą m. in.: Grupa Azoty S.A., PKN Orlen S.A., Polska Grupa Energetyczna S.A., KGHM Polska Miedź S.A., Grupa Kapitałowa ArcelorMittal oraz Grupa Lotos S.A.

W 2017 r. PGNiG zawarło szereg nowych kontraktów na sprzedaż gazu w kraju. Kolejne umowy to efekt konsekwentnie realizowanej polityki wysokiej jakości sprzedaży oraz dostosowania oferty do potrzeb klientów. Aktualizowana oferta produktowa odpowiadająca tendencjom rynkowym i oparta o transparentne rynkowe kryteria oraz stale podnoszona jakość obsługi umożliwiają stopniową realizację planów zwiększenia wolumenu sprzedaży gazu do największych odbiorców końcowych w kraju oraz do odbiorców hurtowych. Podjęte działania w 2017 r. umożliwiły zwiększenie wolumenu sprzedaży gazu sieciowego wysokometanowego do klientów końcowych w ujęciu rok do roku o ok. 55% oraz o ok. 65% w przypadku klientów hurtowych.

Kluczowe umowy sprzedaży gazu ziemnego zawarte w 2017 r.:

Grupa Azoty S.A.

W dniu 21 czerwca 2017 r. PGNiG zawarło nowe Kontrakty Indywidualne na sprzedaż paliwa gazowego z Grupą Azoty S.A. i jej spółkami zależnymi realizowane od 1 października 2018 r. do 30 września 2020 r. z opcją przedłużenia do 30 września 2022 r. Przy założeniu 4-letniego okresu obowiązywania szacunkowa wartość kontraktów może wynieść ok. 7 mld zł, a maksymalny wolumen dostaw może sięgnąć ok. 8,5 mld m³. Podstawą kalkulacji formuły cenowej są rynkowe wartości indeksów cen gazu.

Podpisanie Kontraktów zostało połączone ze skróceniem okresu trwania Kontraktów Indywidualnych z dnia 13 kwietnia 2016 r. zawartych pomiędzy spółkami Grupy Azoty S.A. a PGNiG, do dnia 30 września 2018 r.

Grupa Kapitałowa ArcelorMittal

PGNiG podpisało długoterminową umowę na dostawy paliwa gazowego z Grupą ArcelorMittal – największym producentem stali w Polsce, która obowiązuje od 1 stycznia 2017 r. do 1 stycznia 2020 r. z opcją przedłużenia do 1 stycznia 2023 r. Łączny wolumen dostaw we wskazanym okresie może wynieść ok. 1,6 mld m³, a wartość umowy osiągnąć ok. 1,4 mld zł. Umowa umożliwi ArcelorMittal Poland S.A. zakup paliwa gazowego na zasadach rynkowych w cenach powiązanych z indeksami giełdowymi.

KGHM Polska Miedź S.A.

PGNiG zawarło długoterminową Umowę ramową wraz z Kontraktami Indywidualnymi na dostawy gazu zaazotowanego do KGHM Polska Miedź S.A. Kontrakty Indywidualne zawarte zostały z różnym okresem rozpoczęcia realizacji dostaw do punktów odbioru KGHM Polska Miedź S.A., tj. dla części od 1 lipca 2017 r., a dla części od 1 października 2017 r. Umowa Ramowa i Kontrakty Indywidualne gwarantują Odbiorcy dostawy paliwa gazowego do 1 października 2033 r., z możliwością zmiany rodzaju paliwa gazowego z gazu zaazotowanego na gaz wysokometanowy. Szacunkowa łączna wartość umowy w całym okresie wynosi ok. 4,8 mld zł. Podstawą kalkulacji formuły cenowej w zawartych Kontraktach Indywidualnych są rynkowe wartości indeksów cen gazu.

Grupa Lotos S.A.

25 października 2017 r. PGNiG zawarło nowy Kontrakt Indywidualny z Grupą Lotos S.A. na dostawy paliwa gazowego do 30 września 2020 r. z opcją przedłużenia umowy do 30 września 2022 r. Przy założeniu obowiązywania Kontraktu do 30 września 2022 r. szacunkowa wartość umowy może wynieść ok. 3,1 mld zł. Podstawą kalkulacji formuły cenowej w przedmiotowej umowie są rynkowe wartości indeksów cen gazu.

W 2017 r. największy udział w wolumenie sprzedaży GK PGNiG miała giełda. Wolumeny sprzedaży przez PGNiG w zakresie gazu na TGE w 2017 r. w porównaniu do roku ubiegłego, w podziale na Rynek Terminowy Towarowy gazu oraz Rynek Dnia Następnego i Bieżącego gazu (dane według daty dostawy) przedstawia poniższa tabela:

Wolumen w TWh	2017	2016
Łącznie RTTg	75,2	78,7
Łącznie RDNiBg	17,2	19,1
Giełda RAZEM	92,4	97,8

Wolumen gazu sprzedanego przez PGNiG na TGE w 2017 r. spadł w porównaniu do 2016 r. o około 5,4 TWh.

W celu zapewnienia realizacji obowiązku sprzedaży gazu ziemnego przez TGE w wielkości 55% gazu wprowadzanego do krajowego systemu przesyłowego (obligo gazowe) PGNiG realizuje politykę cenową w stosunku do wszystkich oferowanych na TGE instrumentów dotyczących gazu ziemnego, zarówno terminowych, jak i na rynku dnia następnego, która ma na celu zaoferowanie gazu ziemnego innym uczestnikom rynku po cenach, dla których punktem odniesienia są ceny tego surowca na zliberalizowanych rynkach Europy Północno-Zachodniej w obrocie hurtowym, giełdowym i OTC. W wyniku stosowanej polityki cenowej giełda towarowa stała się atrakcyjną platformą obrotu gazem ziemnym.

Konkurencja

Do głównych konkurentów PGNiG w segmencie odbiorców biznesowych, a działających bezpośrednio na rynku polskim należą przede wszystkim PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., DUON (Fortum Holdings), Hermes Energy Group S.A., RWE Polska S.A., TAURON Polska Energia S.A. oraz PKN ORLEN S.A. Podmioty konkurencyjne intensyfikują działania w zakresie sprzedaży paliwa gazowego wzmacniając zespoły sprzedażowe, wprowadzając większą elastyczność ofert i mechanizmów zabezpieczania ceny oraz łącząc sprzedaż gazu ziemnego i energii elektrycznej.

Sprzedaż gazu wysokometanowego sieciowego PGNiG na polskim rynku w 2017 r., wyniosła 165,2 TWh. Wzrost sprzedaży wyniósł 15,1% w stosunku do 2016 r., w którym zanotowano sprzedaż na poziomie 143,5 TWh. Z jednej strony zwiększony wolumen był wynikiem rosnącego zapotrzebowania, a z drugiej malejącego udziału konkurencji w pozyskaniu gazu. Import netto konkurencji w 2017 r. zmniejszył się o 8,2 TWh, czyli o 42,6% w stosunku do 2016 r.

Eksport gazu

W 2017 r. PGNiG sprzedało na rynek ukraiński w ramach współpracy z Grupą ERU 728 mln m³, a całkowita sprzedaż PGNiG na rynek ukraiński od sierpnia 2016 r. wyniosła 1,1 mld m³. W kwietniu 2017 r. obie spółki wspólnie wygrały przetarg na dostawy gazu ziemnego na potrzeby własne Ukrtransgaz – ukraińskiego operatora systemu przesyłowego i magazynów. Łączny wolumen dostaw wynikający z wygranego postępowania wyniósł 195 mln m³ PN gazu ziemnego.

W październiku 2017 r. PGNiG zawarł umowę z Ukrtransgaz na przesył gazu na terytorium Ukrainy, co umożliwi korzystanie z ukraińskich sieci gazowych i magazynów. W 2017 r. sprzedaż paliwa gazowego przez PGNiG na potrzeby ukraińskich odbiorców była realizowana w punkcie Hermanowice na granicy polsko-ukraińskiej, czyli przed wejściem do systemu przesyłowego Ukrtransgaz. Powyższa umowa stanowi kolejny etap rozwoju działalności handlowej PGNiG na Ukrainie. Dzięki niej Grupa zyskuje nowe możliwości współpracy z partnerami biznesowymi z tego kraju.

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 2017 r. ponad 90% całości sprzedaży energii elektrycznej. Całkowity wolumen obrotu w 2017 r. przekroczył 6,8 TWh.

Sprzedaż PGNiG	GWh	%
Odbiorcy końcowi	6,7	0,1
Przedsiębiorstwa obrotu	948,6	14,0
Rynek bilansujący	492,8	7,3
Giełda	5 170,4	76,2
Wytwórcy	164,1	2,4
RAZEM	6 782,6	100,0

W 2017 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 spółka uczestniczyła w handlu kontraktami spot na giełdzie European Power Exchange w ramach realizowania wymiany międzysystemowej oraz kontraktami terminowymi na giełdzie EEX. Ponadto, PGNiG realizowało usługi w ramach umowy bilansowania handlowego na rzecz PGNiG OD i PGNiG TERMIKA, a także nowych spółek w GK PGNiG TERMIKA: Energetyka Przemysłowa oraz Energetyka Rozproszona. PST prowadziła handel energią elektryczną na rynku niemieckim, w ramach transakcji giełdowych (EEX) oraz na rynku pozagiełdowym (OTC).

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

Zakup gazu

Zakup gazu ziemnego wysokometanowego realizowany jest z trzech podstawowych źródeł: zakup na TGE; zakup na mocy umowy bilateralnej zawartej z PGNiG z dostawą do punktu wirtualnego w sieci przesyłowej GAZ-SYSTEM; zakup na mocy umowy bilateralnej zawartej z PGNiG z dostawą do punktu fizycznego Słubice. W przypadku gazu skroplonego LNG, zakup gazu realizowany jest na podstawie następujących umów bilateralnych: umowa ramowa sprzedaży skroplonego gazu ziemnego (LNG) na warunkach FCA zawarta z PGNiG; umowa sprzedaży gazu LNG zawarta z PGNiG. Zakup gazu zaazotowanego z grup Lw i Ls, pochodzącego z wydobycia krajowego, realizowany jest na mocy umowy zawartej z PGNiG.

Największy udział w globalnym wolumenie zakupu gazu wysokometanowego przypada na transakcje przeprowadzane na TGE.

Sposób kontraktacji paliwa gazowego w PGNiG OD jest regulowany przez Politykę Kontraktacji, która określa zasady kontraktacji dla poszczególnych portfeli, podział odpowiedzialności oraz sposób raportowania działań obrotowych na rynku hurtowym. W świetle zmian na rynku detalicznym paliwa gazowego, jak również wymagań rozporządzenia MIFIDII w grudniu 2017 r. rozpoczęto prace dostosowujące jej treść do bieżącej sytuacji rynkowej, w tym wydzielenia portfela grupy odbiorców, dla których PGNiG OD nie przedstawia do zatwierdzania taryfy. Pozostały wolumen portfela odbiorców objęty programami sprzedażowymi podlega zabezpieczeniu zgodnie z poziomem realizacji programów sprzedażowych. Taki sposób zabezpieczenia mityguje ryzyko niedostosowania kosztów pozyskania paliwa gazowego do bieżących cen na rynku hurtowym.

W zakresie umów bilateralnych na zakup paliwa gazowego z dostawą na punkt fizyczny i wirtualny PGNiG OD korzysta z umów zawartych z PGNiG, które przewidują możliwość odejścia od stałej ceny nabywanego gazu z zastosowaniem formuł cenowych odnoszących cenę finalną do cen instrumentów wprowadzonych do obrotu na TGE.

Sprzedaż gazu

Wśród klientów PGNiG OD znajdują się zarówno konsumenci, jak i klienci niebędący konsumentami. Klienci rozliczani w grupach taryfowych 1-4 kupują paliwo gazowe przeznaczone głównie do przygotowywania posiłków, ogrzewania wody oraz pomieszczeń i w procesach produkcyjnych. Do odbiorców segmentu biznesowego należą klienci, którzy pobierają paliwo gazowe zarówno na cele technologiczne, jak i cele grzewcze. Analiza struktury odbiorców paliwa gazowego w 2017 r. wykazała przeważający, ilościowy udział małych i średnich przedsiębiorstw w ogólnej liczbie odbiorców. Odwrotna relacja występuje w zakresie wolumenu sprzedaży, gdzie największy udział mają najwięksi klienci. Największą pod względem liczby klientów jest grupa odbiorców zajmująca się handlem i usługami, natomiast w odniesieniu do odebranego wolumenu są to odbiorcy przemysłowi.

W zakresie paliwa LNG, PGNiG OD koncentruje się na odbiorcach przemysłowych, których zapotrzebowanie na energię nie może zostać zaspokojone ze względu na ograniczenia infrastruktury gazowej zarówno pod względem jej fizycznej dostępności, jak również ze względu na wolne moce. Osobnym rynkiem jest usługa bunkrowania statków, w ramach której PGNiG OD dostarcza LNG na potrzeby zasilania silników okrętowych.

W segmencie CNG głównymi odbiorcami są zakłady komunikacji miejskiej (około 70% odbioru), które rozwinęły swój tabor autobusów CNG w okresie zawieszenia akcyzy i opłacalności ekonomicznej transportu CNG. Pozostali klienci to rynek pojazdów użytkowych (około 15% odbioru) i klienci indywidualni (około 15% odbioru), jednak ze względu na brak zachęt dla pojazdów ekologicznych na CNG, ta część odbiorców systematycznie się zmniejsza.

Według danych URE w 2017 r. na zmianę dotychczasowego sprzedawcy paliwa gazowego zdecydowało się ok. 58 tys. odbiorców (w 2016 r. ok. 48 tys. odbiorców).

Konkurencja

Według szacunków PGNiG OD, w 2017 r. na rynku działało ponad 60 firm aktywnie konkurujących o klientów indywidualnych i biznesowych w zakresie sprzedaży paliwa gazowego. Podmioty te konkurują głównie ceną paliwa gazowego, łącząc w swojej ofercie sprzedaż gazu ziemnego i energii elektrycznej lub dołączając inne produkty (głównie usługi).

Działania konkurencji oraz coraz większa świadomość klientów w 2017 r. doprowadziły do wzrostu presji rynkowej wobec PGNiG OD w kontekście obniżania ceny paliwa gazowego oraz indywidualnego negocjowania warunków kontraktów. Utrzymano jednak zapoczątkowany w 2016 r. trend odzyskiwania bazy klientów B2B, osiągając również wysoki poziom zabezpieczenia portfela na rok gazowy 2018. Odnotowano po raz kolejny dodatni wynik netto portfela zamówień w ujęciu rok-do-roku.

Proces detaryfikacji

Kluczowym przedsięwzięciem w 2017 r. było przygotowanie do procesu detaryfikacji, co oznaczało zwolnienie z obowiązku zatwierdzania taryf klientom instytucjonalnym i wymagało m.in.: przygotowania nowych wzorców umów, ogólnych warunków umowy, cenników oraz zaplanowanie i przeprowadzenia kampanii informacyjnej do odbiorców.

Polityka handlowa w segmencie klientów biznesowych (moc umowna >110 kWh/h)

W pierwszej połowie 2017 r. wprowadzone zostały kolejne edycje programu „Elastyczna Cena” skierowane do największych klientów PGNiG OD i obejmowały okres kontraktowania na lata 2017, 2018 i 2019. Ponadto, wprowadzone zostały kolejne edycje programu „Stale Oszczędności dla Biznesu” skierowanego do odbiorców z grupy taryfowej W-5 i produkty „Pewna cena” oraz „Wycena Indywidualna Suwak”. Promocja „Pewna Cena” skierowana była do aktualnych klientów PGNiG OD. Klienci, którzy przystąpili do promocji zyskali niższą cenę paliwa gazowego w stosunku do standardowej ceny wskazanej w taryfie. Ze względu na duże zainteresowanie odbiorców z grupy taryfowej W-5 wyżej opisaną akcją promocyjną, PGNiG OD w czerwcu 2017 r. uruchomiło drugą edycję programu.

Rozwijano również produkty „Transzowe”, opierające się w całości o instrumenty notowane na TGE. Produkty te umożliwiają klientom samodzielną kontraktację planowanego zużycia w optymalny dla siebie sposób, bazując na instrumentach rocznym, sezonowych, kwartalnych, czy miesięcznych dostępnych na TGE.

Mając na uwadze cel utrzymania klientów biznesowych, w sierpniu 2017 r. PGNiG OD uruchomiło dla pozostałych odbiorców gazu rozliczanych w grupie taryfowej BW-5 program rabatowy powiązany z wysyłką masową produktu „Biznes Online” oraz na przełomie listopada/grudnia wysyłkę masową produktu „Stale Oszczędności dla Biznesu”.

Polityka handlowa w segmencie klientów indywidualnych (moc umowna <110 kWh/h), obsługa klienta i kanały sprzedaży

W I połowie 2017 r. PGNiG OD dokonało rozliczenia akcji promocyjnej pn.: „Oszczędności dla Ciebie i Twojej firmy W4 – I edycja”. Promocja skierowana była zarówno do aktualnych, jak i nowych odbiorców paliwa gazowego. Klienci przystępujący do I edycji programu rabatowego zyskali niższą cenę paliwa gazowego w stosunku do ceny wskazanej w taryfie przez cały okres 2016 r. Równolegle kontynuowano akcję promocyjną pn. „Oszczędności dla Ciebie i Twojej firmy W4 – II edycja”, skierowaną zarówno do aktualnych, jak i nowych odbiorców paliwa gazowego. Klienci przystępujący do II edycji programu rabatowego zyskali niższą cenę paliwa gazowego w stosunku do ceny wskazanej w taryfie przez cały okres obowiązywania promocji, tj.: od 1 lipca 2016 r. do 30 czerwca 2017 r.

W II połowie 2017 r. PGNiG OD dokonało rozliczenia akcji promocyjnej pn.: „Oszczędności dla Ciebie i Twojej firmy W4 – II edycja” i przeprowadziło jednocześnie dwie akcje rabatowe skierowane do klientów rozliczanych w grupach taryfowych W3 i W4:

1. Akcja rabatowa „Stale Niska Cena” skierowana była do klientów nie będących konsumentami (nowych oraz dotychczasowych) rozliczanych w grupach taryfowych W3 i W4. W ramach tej promocji klient miał możliwość wyboru jednego z dwóch wariantów okresu obowiązywania ceny specjalnej przez 12 lub 24 miesiące od pierwszego dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym zawarto umowę.
2. Akcja rabatowa „Do roku bez abonamentu” (GAZEK), skierowana do nowych oraz dotychczasowych konsumentów i klientów nie będących konsumentami rozliczanych w grupach taryfowych W3 i W4. Klient w ramach promocji mógł uzyskać bonus w wysokości 6- lub 12-miesięcznej opłaty abonamentowej.

W efekcie w 2017 r. w segmencie klientów indywidualnych pozyskano ok. 97,7 tys. nowych odbiorców produktu gazu ziemnego z grup taryfowych 1-4. Nowi odbiorcy rozumiani są jako nowe układy pomiarowe lub układy pomiarowe uruchomione po okresie minimum 12-miesięcznej przerwy w dostawach paliwa gazowego.

Sprzedaż CNG i LNG

Polityka kształtowania ceny zarówno w zakresie dostaw LNG, jak i gazu po regazyfikacji LNG jest powiązana z cenami uzyskiwanymi w terminalu LNG w Świnoujściu w oparciu o indeksy notowań gazu ziemnego na TGE. Oferowane ceny gotowego produktu są powiązane z zamawianym wolumenem i odległością od gazoportu w Świnoujściu. W ciągu 2017 r. rozpoczęty został proces kształtowania rynkowego poziomu ceny CNG dla klientów strategicznych, tj. w oparciu o stały mechanizm relacji do TGE. Kształtowanie ceny sprzedaży dla przyszłych okresów powiązane jest z motywacją coraz większego wykorzystania paliwa CNG.

Wielkość dostaw LNG zrealizowanych dla odbiorców biznesowych w 2017 r. wynosiła ok. 5 tys. ton LNG. Całkowita ilość sprzedanego CNG w 2017 r. wyniosła ok. 16 mln m³.

Sprzedaż energii elektrycznej

Wśród klientów PGNiG OD znajdują się zarówno konsumenci, jak i klienci nie będący konsumentami, którzy zawarli umowy kompleksowe dostarczania energii elektrycznej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej. Według stanu na koniec 2017 r. obsługiwano w ramach Pakietu „PiG” (Prąd i Gaz) 91% konsumentów oraz 9% nie konsumentów. Zdecydowana większość klientów jest rozliczana w grupie taryfowej G11 (ok. 86%).

Według danych URE w 2017 r. na zmianę dotychczasowego sprzedawcy energii elektrycznej zdecydowało się ok. 99 tys. odbiorców, w tym nieco ponad 84 tys. to gospodarstwa domowe (grupy taryfowe G). Dla porównania w całym 2016 r. w Polsce ponad 86 tys. odbiorców zmieniło dotychczasowego sprzedawcę energii elektrycznej, w tym ponad 71 tys. odbiorców rozliczanych w grupach taryfowych G (gospodarstwa domowe).

5.2.4. Działalność handlowa 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 gazu ziemnego poza GK PGNiG (z wyłączeniem eksportu gazu z Polski) mln m ³	2017		2016		2015	2014	2013
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	2 186	-	2 384	-	2 039	1 745	1 378
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	-	-	-	-	-	-	-
RAZEM (przeliczony na E), w tym:	2 186	-	2 384	-	2 039	1 745	1 378
PST	2 186	-	2 384	-	2 039	1 745	1 378

Struktura odbiorców

mln m ³	2017		2016	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Odbiorcy domowi	48	-	51	-
Pozostali odbiorcy przemysłowi	35	-	57	-
Handel, usługi, hurt	1 303	-	1 460	-
Giełda	800	-	816	-
Razem sprzedaż poza GK PGNiG	2 186	-	2 384	-

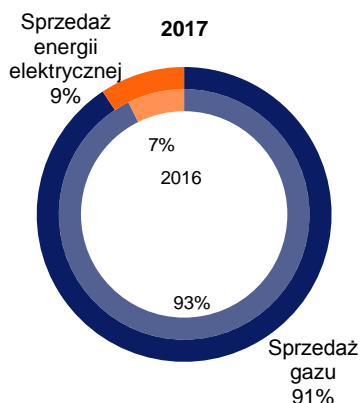
(Trading) Handel Hurtowy na giełdzie oraz w obrocie pozagiełdowym OTC

PST aktywnie uczestniczy w handlu na zorganizowanych rynkach (giełdach) oraz w obrocie pozagiełdowym (OTC) współpracując z ponad 100 kontrahentami na bazie kontraktów EFET oraz podobnych standaryzowanych kontraktach. Handluje w Niemczech oraz w krajach sąsiadujących, Austrii i Holandii. PST zarejestrowało działalność handlową na rynku gazowym w Wielkiej Brytanii (NBP) oraz w sierpniu 2016 r., po udanej implementacji rynku w systemie ETRM (Energy Trading and Risk Management) rozpoczęło na tym rynku działalność operacyjną. Ponadto, PST ma zarejestrowaną działalność na terenie Republiki Czeskiej oraz w Polsce. Dodatkowo PST jest zarejestrowanym dostawcą na rynku duńskim i słowackim. PST pełni rolę animatora rynku na giełdzie PEGAS na obszarze rynkowym hubu gazowego GASPOOL.

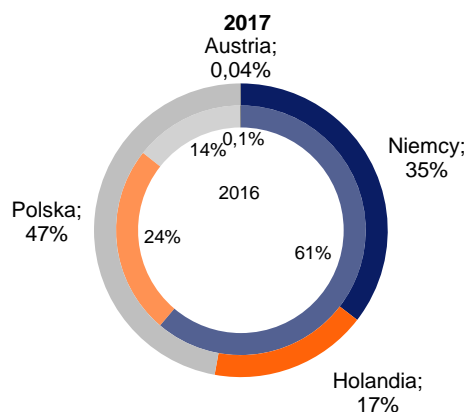
W lutym 2017 r. PST rozpoczęło działalność handlową na światowym rynku LNG poprzez otwarcie oddziału w Londynie. Pierwsza dostawa została zakontraktowana przez oddział z Cheniere Energy i była pierwszą pochodzącą z USA do Europy Północno-Zachodniej. Ponadto, Oddział PST w Londynie zawarł kontrakt średnioterminowy z Centrica LNG Company Limited.

W 2017 r. PST i PST Europe Sales GmbH, w ramach transakcji giełdowych oraz pozagiełdowych, sprzedały łącznie 49,9 TWh gazu oraz 5,1 TWh energii elektrycznej. Polska była największym rynkiem sprzedaży gazu, gdzie dostarczono 52% wolumenu. Udział sprzedaży paliwa gazowego na rynkach niemieckim i holenderskim wyniósł odpowiednio 29% i 19%. Sprzedaż energii elektrycznej odbywa się głównie na terenie Niemiec oraz w niewielkim stopniu w Austrii, odpowiednio 99% i 1% wolumenu.

Struktura sprzedaży PST i PST ES według produktów (wolumenowo)



Struktura sprzedaży PST i PST ES według krajów (wolumenowo)



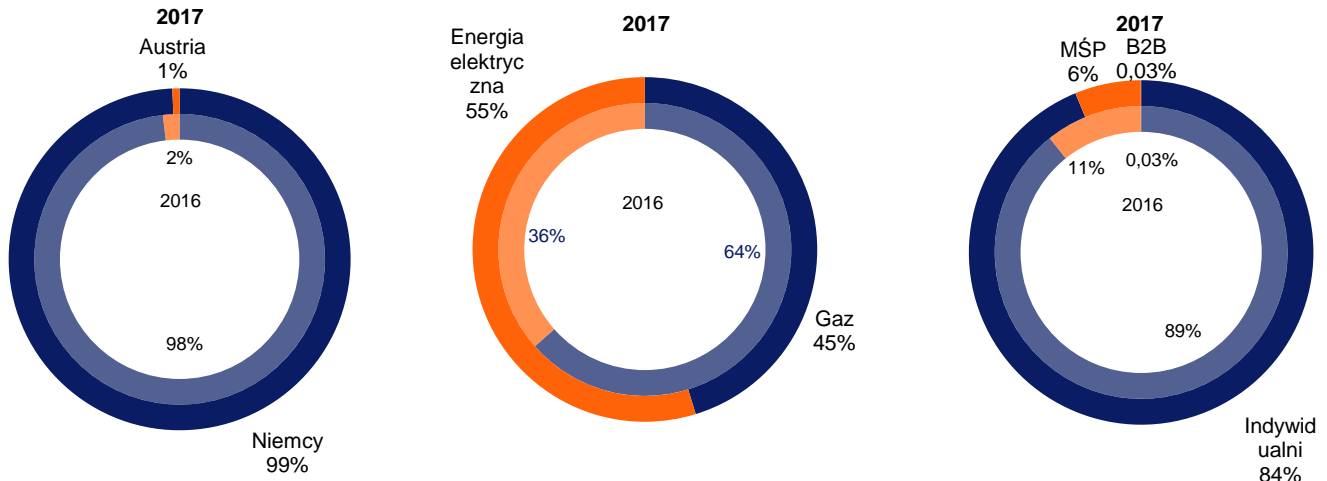
Sprzedaż detaliczna

Przez cały 2017 r. PST wraz ze spółkami zależnymi podpisało prawie 36 tys. nowych kontraktów, z których 66% zostało potwierdzonych do przyłączenia do portfela klientów z dostawą począwszy od 2017 r. i w kolejnych latach. Na koniec 2017 r. liczba klientów w dostawie wzrosła o 39% do ponad 44 tys. klientów w porównaniu do 2016 r.

Struktura krajowa odbiorców PST
(według liczby odbiorców)

Struktura produktowa odbiorców PST
(według liczby odbiorców)

Profil odbiorców PST
(według liczby odbiorców)



Opis najważniejszych usług świadczonych dla podmiotów z GK PGNiG

Do głównych umów PST obowiązujących w 2017 r. należy zaliczyć umowy związane z zarządzaniem pojemnością handlową na własne potrzeby w magazynach gazu w Holandii (magazyn o pojemności czynnej 250 GWh) i Austrii (magazyn o pojemności czynnej 17 GWh). Celem magazynowania jest optymalizacja portfela handlowego i rosnącego popytu na gaz od klientów końcowych w okresach zimowych. Na podstawie bieżących umów PST świadczy usługi dostaw gazu ziemnego dla PGNiG na granicy polsko - niemieckiej oraz polsko - czeskiej zapewniając dywersyfikację źródeł gazu. Ponadto PST realizuje umowę z PGNiG UN na zakup gazu pochodzącego ze złóż norweskich: Skarv - począwszy od 2013 r., Vale i Morvin - począwszy od 2015 r., oraz Gina Krog - od lipca 2017 r.

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 GSP, 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.

KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo są magazynami utworzonymi w kawernach solnych o szczytowym charakterze pracy, wykorzystywane są do niwelowania krótkookresowych zmian zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny. PMG Wierzchowice, PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów oraz PMG Brzeźnica są magazynami o sezonowym charakterze pracy i są wykorzystywane do kompensacji nierównomierności zapotrzebowania na gaz ziemny w sezonie letnim i zimowym, jak również do realizacji zobowiązań wynikających z kontraktów importowych zawierających klauzulę „take or pay” oraz zapewnienia ciągłości i bezpieczeństwa dostaw gazu oraz wywiązania się z zawartych z odbiorcami umów sprzedaży.

GSP pełniąc funkcję operatora systemu magazynowania świadczy usługi magazynowania paliw gazowych na rzecz użytkowników instalacji magazynowej w ramach ustandaryzowanych procedur, na zasadzie niedyskryminacji i równoprawnego traktowania zlecających usługi magazynowania, z uwzględnieniem optymalnego i wydajnego wykorzystania instalacji magazynowych. Świadczenie usług magazynowania odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług magazynowania (USUM).

Dla zapewnienia przestrzegania zasad równoprawnego traktowania zamawiających usługi magazynowania, USUM 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).

Usługa	Warunki usługi magazynowania	Obiekt	Ilość pakietów / pakietów elastycznych
Długoterminowa	na warunkach ciągłych	IM Wierzchowice	3 863
		GIM Kawerna	6 235
		GIM Sanok	2 579
	na warunkach przerywanych	IM Wierzchowice	9 303
		GIM Kawerna	1 368
		GIM Sanok	8 941
Krótkoterminowa	na warunkach przerywanych	GIM Kawerna	-
Razem			32 289

Łącznie, na dzień 31 grudnia 2017 r., GSP rozdysponowała długoterminowe zdolności magazynowe w ilości 32 289 pakietów, z czego 12 677 pakietów w usługach magazynowania na warunkach ciągłych oraz 19 612 pakietów w usługach magazynowania na warunkach przerywanych. Na dzień 31 grudnia 2017 r. 97% zdolności magazynowych zarezerwowane zostało przez PGNiG, 2% przez klientów zewnętrznych, pozostały 1% nie został zakontraktowany (408 pakietów, krótkoterminowe usługi magazynowania na warunkach przerywanych w GIM Kawerna).

Usługa biletowa magazynowania

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. Usługa biletowa pozwala na efektywne wykorzystanie pojemności magazynowych przez uczestników rynku gazu ziemnego, a spółki importujące gaz ziemny do Polski nie muszą samodzielnie gromadzić i utrzymywać obowiązkowych zapasów gazu w magazynach.

PGNiG zawarło umowy na świadczenie usługi biletowej utrzymywania zapasów gazu z 11 przedsiębiorstwami. Umowy weszły w życie 1 października 2017 r. Łączny wolumen zapasów gazu utrzymywanych przez PGNiG dla innych podmiotów to blisko 370 GWh (ok. 33 mln m³). PGNiG utrzymuje zapasy gazu na zlecenie powyższych podmiotów w magazynach GSP, w których PGNiG uprzednio wynajęło stosowne pojemności magazynowe i zatłoczyło gaz.

Udostępnione pojemności magazynowe

Na dzień 31 grudnia 2017 r. GK PGNiG posiadała łącznie 2 985,35 mln m³ pojemności magazynowych czynnych instalacji magazynowych. W ramach tych pojemności udostępniła na zasadach TPA oraz na potrzeby operatora systemu przesyłowego GAZ-SYSTEM łącznie 2 942,85 mln m³ pojemności czynnych na zasadach umowy długoterminowej. Na warunkach umowy krótkoterminowej udostępniono wolumen 37,19 mln m³. Pojemność czynna w GIM Kawerna w wolumenie 5,23 mln m³ wykorzystywana jest na pokrycie zużycia własnego KPMG Mogilno i KPMG 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)	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
GIM Kawerna	735	714	730	709	13 166	13 166
IM Wierzchowice	1 200	1 200	1 200	1 200	8 011	7 774
GIM Sanok	1 050	1 015	1 050	1 015	11 520	11 137
Razem	2 985	2 929	2 980	2 924	32 697	32 077

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

5.2.6. Kluczowe projekty i wydatki inwestycyjne

W 2017 r. w KPMG Kosakowo prowadzono prace związane z budową 5 komór Klastra B wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną i zagospodarowaniem terenu. W ramach zadania inwestycyjnego realizowany był proces ługowania 4 kawern (K-6, K-8, K-9 i K-10). Prowadzono czynności przetargowe na wybór m.in. wykonawców infrastruktury gazowej, zagospodarowania terenów oraz dostaw inwestorskich. Zakładano, że komory K-6, K-8, K-9 mogłyby zostać przekazane do eksploatacji w IV kw. 2018 r. Jednakże, w ramach prowadzonego monitorowania procesu ługowania kawern, stwierdzono korzystne warunki geologiczne pozwalające na uzyskanie większej objętości geometrycznej, co przełoży się na zwiększenie objętości użytecznej dla magazynowanego gazu wysokometanowego oraz zakończenie prac na K-6, K-8 i K-9 w terminie do 15 stycznia 2019 r. oraz K-7 i K-10 w terminie do 15 września 2021 r.

W zakresie realizacji kontraktu budowy KPMG Kosakowo, opracowano wniosek na zmianę koncesji KPMG Kosakowo, który złożono do Ministerstwa Środowiska celem uzyskania decyzji administracyjnej zmiany koncesji. Zmiana koncesji obejmuje budowę 10 komór magazynowych zgrupowanych po 5 na dwóch klastrach o symbolach C i D wraz z gazociągami i rurociągami technologicznymi.

5.2.7. Perspektywy rozwoju

Perspektywy rozwoju w Polsce

Strategia importowa

W perspektywie długoterminowej PGNiG kierować się będzie realizacją warunków wynikających z długoterminowych kontraktów z Gazprom eksport i Qatargas w zakresie odbioru minimalnych ilości kontraktowych. W przypadku wystąpienia nieprzewidzianego wzrostu zapotrzebowania na paliwo gazowe będzie dokonywać zakupów gazu ziemnego w ramach umów krótkoterminowych na rynkach ościennych lub na rynku LNG, w zależności od tego, który z rynków będzie korzystniejszy cenowo.

Ponadto GK PGNiG realizuje strategię pozostania aktywnym uczestnikiem międzynarodowego rynku LNG zawierając transakcje *spotowe* w celu dostaw do Terminala LNG, a także prowadząc obrót LNG na rynku światowym.

W efekcie pozytywnego wyniku Testu Ekonomicznego projektu *Baltic Pipe* oraz podpisania w styczniu 2018 r. umów przesyłowych z operatorami GAZ-SYSTEM oraz Energinet PGNiG będzie dążyć do pozyskania kontraktów na dostawy gazu do Polski wykorzystujących połączenie *Baltic Pipe*. > [Więcej informacji – pkt 7.1.2](#)

Sprzedaż detaliczna

W 2018 r. PGNiG OD planuje dalszy rozwój oferty produktowej oraz wzrost satysfakcji klientów przez ciągłe poprawianie i usprawnianie obsługi klientów, budowanie nowych, a także rozwój istniejących kanałów dotarcia do klienta. 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, w tym ofert indywidualnych oraz oferty zakupu gazu ziemnego w ramach grup zakupowych.

Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom klientów, jak też realizując ustawowe obowiązki w zakresie zniesienia obowiązku zatwierdzania taryf dla wszystkich klientów z wyjątkiem gospodarstw domowych, od 1 października 2017 r. podejmowane są działania uwzględniające nowe warunki regulacyjne i prawne, w szczególności:

- opracowanie nowej oferty produktowej (dla klientów nie będących konsumentami) dostosowanej do aktualnych potrzeb zgłaszanych przez odbiorców, uwzględniającej wszystkie możliwości w budowaniu oferty, jakie niesie za sobą proces detaryfikacji,
- przygotowanie nowych wzorów umów oraz kontraktów,
- przygotowanie cennika „Gaz dla Biznesu”, obowiązującego od 1 stycznia 2018 r.

Rozwój w segmencie CNG i LNG

- Mała Regazyfikacja LNG dla przedsiębiorców – budowa stacji LNG dla klienta biznesowego (w modelu 1:1), przy wolumenie i profilu odbioru zapewniającym opłacalność ekonomiczną inwestycji;
- Bunkrowanie LNG – aktywna działalność na rynku bunkrowania statków paliwem LNG, w tym złożenie wniosku o dofinansowanie ze środków UE w ramach programu Connecting Europe Facility;
- Stacje CNG dla transportu komunalnego – selektywne podejście do klienta, utrzymanie obecnie funkcjonujących stacji, a także realizacja nowych inwestycji pod warunkiem ich opłacalności ekonomicznej.

Przygotowano nowe oferty cenowe dla klientów oparte o elastyczny mechanizm rynkowy oraz rozpoczęto pracę nad możliwością powiązania oferowanej ceny LNG/CNG z ceną paliw ropopochodnych.

Magazynowanie

PGNiG będzie dążył do rozwoju usługi biletowej w zakresie magazynowania gazu. W zakresie budowy KPMG Kosakowo kontynuowane przez GSP będą prace związane z budową 5 komór Kłastry B. W 2018 r. planowane są prace związane z ługowaniem kawern K-6, K-8, K-9 i K10. Zgodnie z umową, zakończenie wszystkich prac związanych z budową 5 kawern kłastry B planowane jest na 2021 r. W KPMG Mogilno planowane jest wykonanie remontu turbiny gazowej w celu zabezpieczenia i uzyskania dostępności urządzeń sprężających przed sezonem załaczania.

Perspektywy rozwoju za granicą

PGNiG w 2018 r. będzie kontynuował sprzedaż gazu na rynku ukraińskim przy współpracy z ukraińskim partnerem ERU Trading. Spółka śledzi również z dużym zainteresowaniem prowadzone przez GAZ-SYSTEM i Ukrtransgaz rozmowy międzyoperatorskie w zakresie rozbudowy połączeń przesyłowych między Polską a Ukrainą.

PST planuje dalszy rozwój działalności opartej na sprzedaży gazu i energii elektrycznej do klientów końcowych oraz w handlu hurtowym. W najbliższych latach kontynuowana będzie akwizycja klientów poprzez tradycyjne kanały sprzedaży (telesprzedaż i *door-to-door*), we współpracy z obecnymi i nowymi partnerami. Ponadto, rozwijane są nowoczesne kanały dotarcia do klientów w celu poprawy jakości portfela odbiorców detalicznych. W ramach działalności handlowej, oprócz obrotu giełdowego i pozagiełdowego, PST zamierza rozwijać biznes oparty na współpracy z jednostkami miejskimi i gminnymi, a także spółkami handlowymi, oferując standardowe i strukturyzowane produkty handlowe i bilansujące.

GK PGNiG będzie również kontynuowała działania związane z rozwojem kompetencji oraz wzmocnieniem swojej obecności na światowym rynku LNG. Grupa planuje zweryfikować możliwość kontraktacji LNG z nowych kierunków, a także rozszerzyć współpracę z dostawcami LNG.

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	2017 GK PGNiG	2016 GK PGNiG	2015 GK PGNiG	2014 GK PGNiG	2013 GK PGNiG
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym	4 937	4 915	4 585	4 283	4 250
- usługa dystrybucji poza GK PGNiG	788	729	363	67	23
- usługa dystrybucji do GK PGNiG	3 807	3 657	3 748	3 868	4 045
EBITDA	2 493	2 559	2 339	2 002	1 596
EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości majątku trwałego	2 490	2 563	2 341	1 994	1 597

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

w jednostkach naturalnych mln m ³	2017	2016	2015	2014	2013
Razem wolumen dystrybucji gazów	11 645	10 858	9 823	9 586	10 128
- w tym gaz wysokometanowy	9 797	9 301	8 646	8 495	8 922
- w tym gaz zaazotowany	989	836	643	568	610
w tym poza GK PGNiG	3 110	3 081	1 793	804	641

Stopień pokrycia geograficznego pod kątem liczby gazyfikowanych gmin - 59,7%. Liczba gmin w Polsce według GUS w 2017 r. - 2 478, w tym zgazyfikowanych - 1 479.

5.3.2. Strategia w segmencie

Przyspieszenie przyłączeń nowych odbiorców

Nowa Strategia zakłada znaczne przyspieszenie rozwoju systemu dystrybucyjnego i przyłączeń nowych odbiorców. W latach ubiegłych podejście PSG do rozwoju rynku gazowego było reaktywne, co skutkowało brakiem wykorzystania pełnego potencjału rozwoju rynku. Obecnie jednym z kluczowych celów strategicznych obszaru dystrybucji 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 (+8 tys.; ok. 17%).

Pełne wykorzystanie potencjału rynku będzie możliwe poprzez optymalizację procesów przyłączeniowych (skrócenie czasu wydawania decyzji w sprawie warunków przyłączenia, skrócenie czasu realizacji przyłączy), a także poprawę jakości obsługi klienta i wdrożenie zdalnych kanałów kontaktu.

Wzrost wolumenu dystrybucji gazu ziemnego

Efektom przyspieszenia procesów przyłączeniowych będzie zwiększenie przez PSG wolumenu dystrybuowanego gazu ziemnego z zakładanego na 2017 r. poziomu ok. 10,6 mld m³ do poziomu ok. 12,3 mld m³ w 2022 r. (wzrost o ok. +1,7 mld m³, tj. o 16%).

Potencjał rozwoju sieci dystrybucyjnej w Polsce jest bardzo duży. Z jednej strony udział zużycia gazu ziemnego w całkowitym bilansie zużycia paliw energetycznych w Polsce na tle krajów UE jest relatywnie niski (w porównaniu do Węgier, Włoch, Holandii, Wielkiej Brytanii). Z drugiej strony w Polsce obserwowane jest w dalszym ciągu relatywnie niskie nasycenie sieci dystrybucji gazu ziemnego ilością odbiorców na tle operatorów sieci dystrybucyjnej gazu w krajach UE (w porównaniu do Włoch, czy Hiszpanii).

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”.

W związku ze zwiększoną dostępnością LNG na polskim rynku, PSG planuje również budowę lokalnych sieci dystrybucyjnych niepodłączonych do krajowego systemu gazowego, lecz zasilanych gazem w postaci LNG (tzw. wyspowe sieci dystrybucyjne). Ponadto, narastające zjawisko tzw. „smogu” w wielu miastach w Polsce oraz aktywizacja samorządów lokalnych w zakresie poprawy jakości powietrza, m.in. poprzez wspieranie konwersji na źródła niskoemisyjne (w tym gazowe), również wpłynie na wzrost wolumenu dystrybucji gazu ziemnego.

Strategia spółki PSG na lata 2016 – 2022

W 2017 r. PSG dokonała weryfikacji wdrożonej w lipcu 2016 r. strategii PSG na lata 2016 – 2022 opierając się na nowej koncepcji zarządzania wartością firmy - będzie realizowała politykę ewolucyjnego wzrostu przez inicjatywy wolumenowe, przy jednoczesnym utrzymaniu dyscypliny kosztowej, połączonej z optymalizacją kosztów realizowanych procesów. W obszarze rozwoju konstruuje portfel inicjatyw tak, aby wspierał dedykowane mu wartości akcentowane w strategii PSG na lata 2016 – 2022: budowę wartości spółki; ciągłą poprawę efektywności działań; poszukiwanie i wdrażanie innowacyjnych rozwiązań i technologii oraz podejmowanie nowych wyzwań rynkowych.

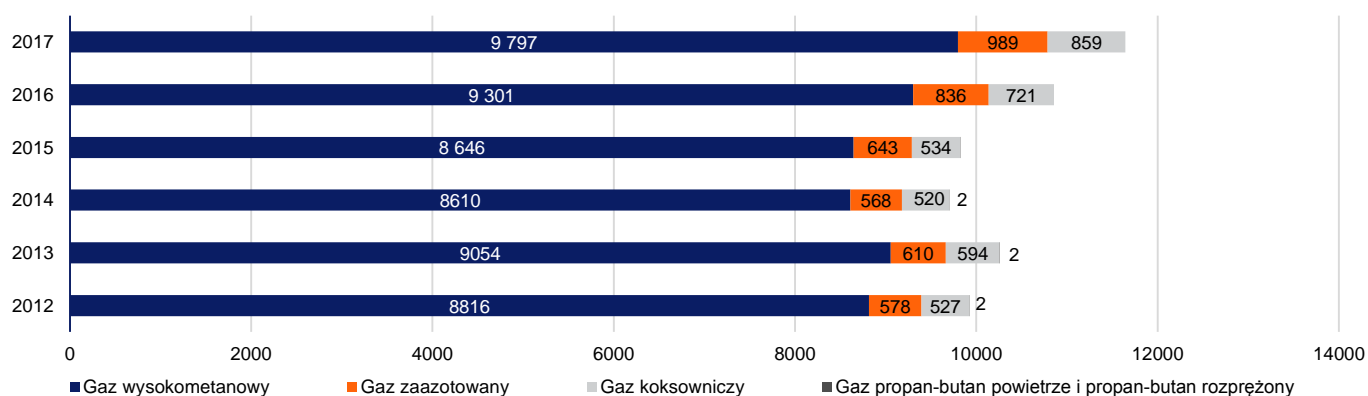
Ponadto, przyjęta w kwietniu 2017 r. „Strategia rozwoju sieci dystrybucyjnej wysokich ciśnień PSG na lata 2017- 2026” określiła m.in. kierunki rozwoju systemu dystrybucyjnego w horyzoncie 10-letnim, w tym połączenia systemowe wysokiego ciśnienia, ponadlokalną sieć średniego podwyższonego i średniego ciśnienia oraz listę potencjalnych obszarów gmin, które cechuje potencjał zapotrzebowania na gaz ziemny. Zidentyfikowano rozwojowe i modernizacyjne zadania inwestycyjne, których zakres obejmował łącznie długość rozbudowy sieci o blisko 3,77 tys. km oraz 82 stacji gazowych wysokiego ciśnienia, będą wiązać się z poniesieniem szacowanych nakładów na ich realizację na łącznym poziomie 3 mld zł.

PSG kontynuuje działania mające na celu pozyskanie finansowania ze źródeł zewnętrznych do projektów rozwojowych z funduszy unijnych oraz innych źródeł finansowania. Kluczowe są środki pozyskiwane w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-2020, skierowane na wsparcie inwestycji w zakresie budowy i przebudowy sieci dystrybucyjnych gazu ziemnego, a także możliwości pozyskania dofinansowania na projekty o charakterze innowacyjnym, czy badawczo-rozwojowym oraz z wykorzystaniem technologii LNG.

5.3.3. Działalność w 2017 r.

W 2017 r. rozliczenia z odbiorcami PSG prowadzone były na podstawie Taryfy Nr 3 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, oraz zmian ww. taryfy, które weszły w życie odpowiednio z dniem 1 stycznia 2016 r. i 1 lipca 2016 r. W 2017 r. nie nastąpiła zmiana poziomu stawek taryfowych w stosunku do 2016 r.

Ilość gazu przesyłanego systemem dystrybucyjnym w mln m³

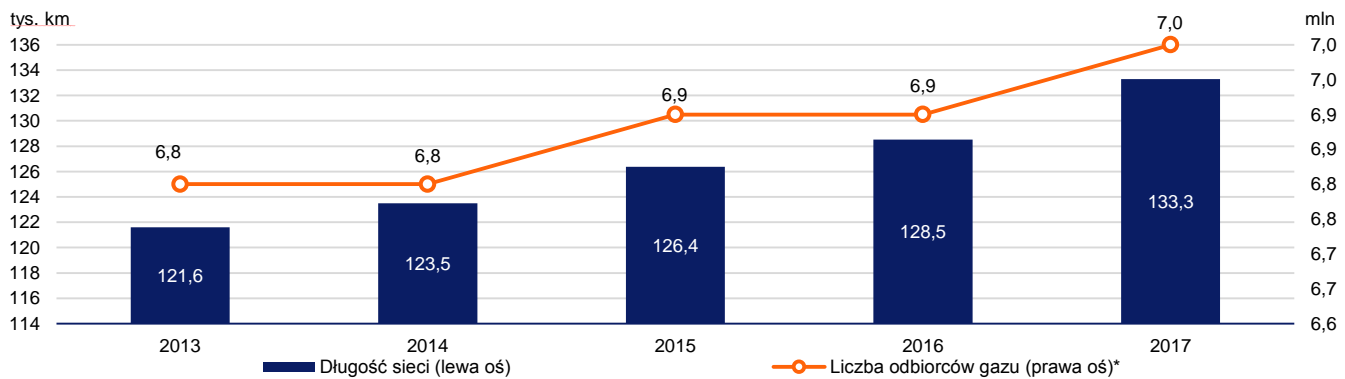


Od 1 stycznia 2017 r. została wprowadzona nowa trójstopniowa struktura organizacyjna, w której wydzielono Centralę, 17 Zakładów Gazowniczych. Docelowo, w ramach Oddziałów funkcjonować będzie 172 Gazownie i 59 Placówek Gazowniczych, razem 231 jednostek organizacyjnych PSG.

PSG jako operator systemu dystrybucyjnego zobowiązany jest zapewnić wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego, co odbywa się na podstawie stosownych umów dystrybucyjnych. W 2017 r. PSG zawarła łącznie 13 nowych umów dystrybucyjnych ze Zleceniodawcami Usług Dystrybucyjnych oraz 2 Międzyoperatorskie Umowy Dystrybucyjne. Ponadto, w całym roku PSG obsłużyła łącznie około 260 tys. wszystkich typów Pojedynczych Zleceń Dystrybucji.

PSG w 2017 r. w ramach obsługi klientów w procesie przyłączenia wydała ponad 150,7 tys. szt. warunków przyłączenia do sieci gazowej (wzrost o ok. 18 % w odniesieniu do 2016 r.) oraz zawarła ponad 69,6 tys. umów przyłączeniowych z klientami na budowę ponad 77,8 tys. nowych przyłączy (wzrost o ok. 21% w odniesieniu do 2016 r.). Podpisanych zostało 486 listów intencyjnych na gazyfikację kolejnych gmin w kraju. W całym 2017 r. zrealizowano 54 922 sztuk przyłączy o łącznej długości 544,6 km.

Długość sieci własnych bez przyłączy (tys. km) oraz liczba odbiorców (mln)



* Odbiorca - każdy, kto otrzymuje lub pobiera paliwa gazowe na podstawie umowy ze sprzedawcą

5.3.4. Kluczowe projekty i wydatki inwestycyjne

PSG przeznaczyła w 2017 r. ponad 643 mln zł na rozbudowę sieci i przyłączanie nowych odbiorców. Aby zapewnić poprawę i utrzymanie stanu technicznego gazociągów oraz zagwarantować bezpieczeństwo eksploatacji, PSG stale inwestuje w modernizację swojego majątku sieciowego przeznaczając w 2017 r. ponad 290 mln zł na przebudowę i modernizację sieci gazowej. Kluczowe zadania inwestycyjne w PSG realizowane są w formule projektowej w ramach Programu Inwestycji Strategicznych. Projekty inwestycji strategicznych stanowią 52 projekty planowane do współfinansowania lub współfinansowane ze środków Unii Europejskiej oraz inne projekty inwestycyjne o znaczeniu strategicznym dla PSG.

W ramach działania 7.1. – Rozwój inteligentnych systemów magazynowania, przesyłu i dystrybucji energii oś priorytetowa VII – Poprawa bezpieczeństwa energetycznego, PSG zawarła z Instytutem Nafty i Gazu - Państwowym Instytutem Badawczym 7 umów o dofinansowanie na realizację projektów inwestycyjnych o łącznej wartości ponad 357 mln. zł., przy kwocie dofinansowania ponad 171 mln zł. Łączna długość planowanych do wybudowania lub zmodernizowania gazociągów dystrybucyjnych w ramach przedmiotowych projektów wynosi 371 km.

W 2017 r. kontynuowane były działania związane z rozwojem obszaru badań i rozwoju, czego efektem ma być wzrost innowacyjności PSG. Współpracowano z jednostkami naukowo-badawczymi funkcjonującymi w kraju. W ramach współpracy w GK PGNiG kontynuowano prace związane z przygotowaniem obszarów badawczo-rozwojowych na potrzeby konkursu jaki ma się odbyć w ramach Wspólnego Przedsięwzięcia organizowanego przez NCBiR, PGNiG oraz GAZ-SYSTEM. PSG zainteresowana jest 12 zagadnieniami badawczymi, które będą realizowane w ramach Wspólnego Przedsięwzięcia INGA. W 2017 r. trwały prace nad wykorzystaniem akustycznej metody badania stanu technicznego rurociągów (API-AE) i prowadzono testy tej technologii na gazociągach różnego typu.

W trakcie uzgodnień są zasady i zakresy współpracy pomiędzy PSG a liczącymi się na rynku krajowym dystrybutorami paliw płynnych. Przedmiotem współpracy ma być możliwość doprowadzenia infrastruktury dystrybucyjnej umożliwiającej dostawę paliwa gazowego (CNG i LNG).

W 2017 r. dzięki dokonany inwestycjom o ponad 90 tys. wzrosła liczba nowych odbiorców, biorąc pod uwagę ilość układów pomiarowych. Długość własnych sieci gazowej w 2017 r. wyniosła 133,3 tys. km, co wskazuje na wzrost o prawie 5 tys. km w porównaniu do 2016 r.

5.3.5. Perspektywy rozwoju

PSG zamierza realizować zadania sieciowe związane z budową sieci gazowych, przyłączaniem nowych odbiorców, modernizacją sieci oraz inicjatywy stymulujące rozwój rynku gazu i gazowego systemu dystrybucyjnego, w tym nad rozbudową punktów wyjścia z sieci przesyłowej (zadania realizowane na bieżąco), rozwojem dystrybucji gazu w PSG z wykorzystaniem technologii LNG oraz identyfikacją możliwości współpracy biogazowni rolniczych z siecią dystrybucyjną. W 2018 r. w PSG kontynuowanych będzie blisko 80 projektów z różnych obszarów biznesowych oraz uruchamiane będą nowe projekty wspierające strategię PSG na lata 2016-2022. Z punktu widzenia rozwoju dystrybucji paliwa gazowego kluczowymi będą projekty skupiające się w obszarze gazyfikacji kraju przy pomocy technologii LNG, projekty związane z akwizycją sieci dystrybucyjnej oraz projekty dostosowujące spółkę do otoczenia prawnego.

W ramach Planu Inwestycyjnego 2018-2020 zidentyfikowane zostały zadania w podkategorii „Nowe gazyfikacje i związana z nimi przebudowa” dotyczące rozległej rozbudowy dystrybucyjnej sieci gazowej. Ponadto zidentyfikowano zadania z wykorzystaniem stacji regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego LNG dla gazyfikacji „wyspowych” stref dystrybucyjnych. Łączna wartość nakładów inwestycyjnych w ww. podkategorii wg. Planu Inwestycyjnego 2018-2020 wynosi łącznie 318 mln zł do 2020 r., a do realizacji wytypowano 259 zadań, w tym 30 zadań związanych z zasilaniem sieci dystrybucyjnych gazem ziemnym ze stacji regazyfikacji LNG. Najwięcej nowych stacji regazyfikacji LNG planowanych jest na terenie województw: podlaskiego (11), dolnośląskiego (6), łódzkiego oraz zachodniopomorskiego (po 5 stacji).

Kategoria zadań inwestycyjnych	Nakłady w 2018 r. (w mln zł)
Rozbudowa sieci i przyłączy	1 079
Modernizacja sieci	535
Inne	546
Razem	2 160

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, powstała w wyniku połączenia spółek Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. z siedzibą w Jastrzębiu Zdroju oraz Spółki Energetycznej „Jastrzębie” S.A., której podstawową działalnością jest produkcja i dystrybucja energii elektrycznej, sprężonego powietrza, chłodu, dystrybucja i wytwarzanie oraz obrót ciepłem. PGNiG TERMIKA EP jest centrum kompetencyjnym w zakresie energetyki przemysłowej oraz eksploatacji metanu wydobywanego przy drażeniu wyrobisk górniczych.

PGNiG TERMIKA dysponuje 4,6 GW mocy cieplnej oraz 1 GW mocy elektrycznej osiągniętych w źródłach wytwórczych i zaspokaja 70% potrzeb cieplnych rynku warszawskiego. Ta spółka jest wytwórcą i dostawcą ciepła oraz jednocześnie właścicielem źródła i sieci ciepłej na terenie Pruszkowa, Komorowa i Piastowa. PGNiG TERMIKA jest również drugim największym producentem energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji i dziewiątym co do wielkości producentem energii elektrycznej w kraju. PGNiG TERMIKA EP obejmuje instalacje wytwórcze o łącznej mocy ok. 835 MWt i 130 MWe oraz ok. 311 km sieci ciepłowniczych.

5.4.1. Segment w liczbach

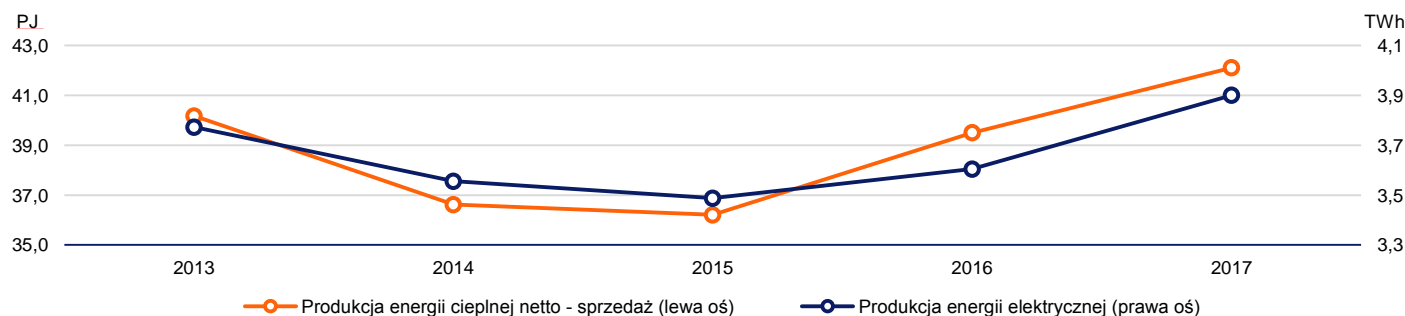
Wybrane dane finansowe segmentu	2017 GK PGNiG	2016 GK PGNiG	2015 GK PGNiG	2014 GK PGNiG	2013 GK PGNiG
Przychody ze sprzedaży ogółem	2 251	2 195	1 887	1 943	2 063
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG, w tym:	1 655	1 472	1 215	1 149	1 658
- ciepło	1 346	1 262	1 126	1 079	1 069
- energia elektryczna	50	36	8	7	514
Przychody ze sprzedaży między segmentami	596	723	672	794	405
EBITDA	843	759	679	463	503
EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości majątku trwałego	840	775	710	463	503

Wolumen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej

w TJ	2017	2016	2015	2014	2013
Razem wolumen sprzedaży ciepła z produkcji	42 067	39 527	36 209	36 617	40 175
PGNiG TERMIKA	40 034	38 780	36 209	36 617	40 175
PGNiG TERMIKA EP*	2 033	747	-	-	-
w GWh					
Razem wolumen sprzedaży energii elektrycznej z produkcji	3 882	3 604	3 487	3 555	3 772
PGNiG TERMIKA	3 593	3 466	3 487	3 555	3 772
PGNiG TERMIKA EP*	289	138	-	-	-

* Dane za 2016 r. dotyczą wolumenów sprzedaży wytworzonych przez PEC i SEJ. Od 2017 r. dane dotyczą PGNiG TERMIKA EP (w skład której wchodzi PEC i SEJ).

Wolumen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej z produkcji



Moce osiągalne wg koncesji/zakładu produkcyjnego/oddziału

Jednostka wytwórcza	Ciepło [MW]	Energia Elektryczna [MW]	Energia Chłodnicza [MW]	Zdolności wytwórcze w sprężonym powietrzu [tys.m ³ /h]
PGNiG TERMIKA	4 625	1 015	-	-
Ec Siekierki	2 068	620	-	-
Ec Żerań	1 580	386	-	-
Ec Pruszków	163	9	-	-
C Kawęczyn	465	-	-	-
C Wola	349	-	-	-
PGNiG TERMIKA EP	864	170	17	398
Oddział Zofiówka*	313	102	-	163
Oddział Moszczenica	156	38	-	-
Oddział Pniówek	86	14	17	123
Oddział Suszec lokalizacja Suszec	46	11	-	112
Oddział Suszec lokalizacja Częstochowa	3	3	-	-
Zakład Ciepły Żory	102	-	-	-
Zakład Ciepły Wodzisław Śląski	60	2	-	-
Zakład Ciepły Racibórz	96	-	-	-
Biuro Dystrybucji	2	-	-	-

* Z uwzględnieniem bloku CFB o mocy 70 MWe i 120 MWt, planowanego do oddania do eksploatacji w 2018 r.

5.4.2. Strategia w segmencie

Wzrost wolumenu sprzedaży ciepła i energii elektrycznej

W segmencie Wytwarzanie Grupa PGNiG realizuje strategię ukierunkowaną na zwiększenie udziałów w rynku produkcji i dystrybucji ciepła. W dniu 28 kwietnia 2016 r. PGNiG TERMIKA kupiła akcje spółek obecnej PGNiG TERMIKA EP. Dzięki tym przejęciom GK PGNiG otworzyła swoją działalność na perspektywiczne rynki ciepła Górnego Śląska. Poprzez PGNiG TERMIKA budowana jest grupa prężnie funkcjonujących spółek o dużym potencjale wzrostu, który pozytywnie przełoży się na wartość całej Grupy PGNiG.

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. nowego bloku gazowo-parowego w EC Żerań, 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 oraz za sprawą kontynuacji akwizycji lokalnych systemów ciepłowniczych.

Obecne uwarunkowania rynkowe i taryfowo-regulacyjne sprzyjają rozwojowi rynku ciepła w Polsce. Dostępne prognozy wskazują na stabilny wzrost ceny całkowitej ciepła systemowego, jak również umiarkowany wzrost zapotrzebowania na ciepło sieciowe w perspektywie kolejnych lat. Regulowany charakter działalności zapewnia stabilne stopy zwrotu.

Aspiracje PGNiG TERMIKA do 2022 r.:

- Osiągnięcie przez GK PGNiG TERMIKA 1 mld EBITDA w 2022 r.
- Realizacja inwestycji zapewniających dostosowanie majątku wytwórczego do obecnych i przyszłych wymagań środowiskowych.
- Wiodące miejsce w Polsce wśród przedsiębiorstw ciepłowniczych pod względem posiadanej infrastruktury sieciowej.
- Bycie moderatorem zmian regulacyjnych i rynkowych w sektorze.
- Osiągnięcie benchmark'ów rynkowych efektywności organizacji w Polsce.
- Wypracowanie efektywnych mechanizmów zarządzania GK PGNiG TERMIKA.

5.4.3. Działalność w 2017 r.

W 2017 r. PGNiG TERMIKA dostarczała ciepło do dwóch sieci miejskich: w Warszawie, będącej własnością Veolia Energia Warszawa S.A. oraz własnej, położonej na terenie Pruszkowa, Piastowa i Michałowic. Siecią Veolia Energia Warszawa S.A. dostarczano również ciepło do własnych odbiorców końcowych, zasilanych w ramach zawartej z umowy przesyłowej i rozliczanych wg osobnej grupy taryfowej (OKW) PGNiG TERMIKA.

PGNiG TERMIKA utrzymuje konkurencyjność ciepła sieciowego w Warszawie, co oznacza, że ciepło sieciowe jest najtańszym sposobem ogrzewania budynków w Warszawie. Wyprodukowana moc cieplna w 2017 r. odpowiadała wymaganiom zawartym w uzgodnieniu rocznym z Veolia Energia Warszawa S.A. gwarantując bezpieczeństwo dostaw ciepła dla mieszkańców Warszawy. W związku z wygaśnięciem z dniem 31 sierpnia 2017 r. wieloletniej umowy sprzedaży ciepła między PGNiG TERMIKA a Veolia Energia Warszawa S.A. strony umowy zawarły umowę tymczasową na okres do końca trwania ważności obowiązującej Taryfy dla ciepła tj. do dnia 17 marca 2018 r. i prowadzą negocjacje w sprawie zawarcia umowy długoterminowej.

W trakcie roku wznowiono wstrzymaną w 2016 r. akwizycję klientów w grupie OKW oraz klientów przyłączonych do sieci pruszkowskiej. Zrezygnowano z przyłączenia Ec Pruszków do warszawskiej sieci ciepłowniczej i podjęto decyzję o rozpoczęciu prac nad wyborem koncepcji technicznej modernizacji Ec Pruszków.

Trwają prace nad dostosowaniem C Kawęczyn do wymogów *Best Available Techniques* (BAT) - odstąpiono od realizacji programu dostosowania kotłów wodnych K9, K10 do wymagań Konkluzji BAT i realizacji wariantu alternatywnego, tj. rozbudowy kotłowni gazowej o dodatkową moc ok. 260 MWt. PGNiG TERMIKA uczestniczyła aktywnie w procesach konsultacji nowych regulacji, m.in. we współtworzeniu regulacji dotyczących wdrożenia mechanizmów „rynku mocy” w Polsce z uwzględnieniem jednostek kogeneracji, w konsultacjach regulacji dotyczących odnawialnych źródeł energii oraz utrzymania korzystnych regulacji w obszarze taryfowania cen ciepła.

PGNiG TERMIKA aktywnie poszukuje na rynku potencjalnych celów akwizycyjnych w obszarze systemów ciepłowniczych. Obecna łączna długość sieci ciepłowniczej w ramach segmentu Wytwarzania wynosi 391,6 km. Liczba odbiorców PGNiG TERMIKA (w tym odbiorców OKW) wynosi 571, natomiast PGNiG TERMIKA EP: około 2,7 tys.

W dniu 1 września 2017 r. zakończono proces połączenia spółek PGNiG TERMIKA EP i Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej S.A., którego celem jest optymalizacja kosztów działalności oraz integracja biznesowa nowego podmiotu z PGNiG TERMIKA, co wpłynie na poprawę efektywności zarządzania przedsiębiorstwem, jakość nadzoru biznesowego oraz umożliwi wykorzystanie synergii pomiędzy wszystkimi podmiotami. W wyniku przeprowadzonej fuzji prognozowane jest osiągnięcie sumarycznej korzyści dla spółki w latach 2017-2023 (nominalnie) w łącznej wysokości 48,4 mln zł.

5.4.4. Kluczowe projekty i wydatki inwestycyjne

W celu sprostania zastrzonym wymaganiom emisyjnym, sukcesywnie modernizowane są jednostki wytwórcze. Nakłady inwestycyjne PGNiG TERMIKA w 2017 r. wyniosły 258 mln zł, z czego ok. 20 mln zł stanowiły nakłady na ochronę środowiska.

Do najważniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych w 2017 r. należały:

- Budowa bloku gazowo-parowego o mocy ok. 450 MW w EC Żerań (BGP Żerań) - w ramach projektu w 2017 r. podpisany został kontrakt na dostawę i montaż bloku. Do realizacji kontraktu, wybrano konsorcjum Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH, Mitsubishi Hitachi Power Systems Ltd, Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe Ltd oraz Polimex-Mostostal S.A. Ponadto zrealizowano 3 z 4 etapów przebudowy układu wody chłodzącej i rozpoczęto realizację rurociągu zrzutowego. Przekazano wykonawcy teren budowy oraz rozpoczęły się prace budowlane. Ponadto, w styczniu 2017 r. GAZ-SYSTEM uzyskał pozwolenie na budowę gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Ec Żerań – Tłocznia Rembelszczyzna oraz przygotował dokumentację przetargową na realizację przedmiotowej inwestycji.
- Budowa bloku gazowo-parowego o mocy ok. 450 MW w Elektrociepłowni Stalowa Wola (ECSW) – w czerwcu 2017 r. zawarto umowę z IDS-BUD S.A. na budowę rurociągu wody chłodzącej. We wrześniu ukończono proces inwentaryzacji projektu, a w październiku doszło do podpisania umowy ze zwycięzcą postępowania o udzielenie zamówienia publicznego dotyczącego wyboru firmy mającej świadczyć usługi EPCM, tj. konsorcjum: Zakłady Pomiarowo – Badawcze Energetyki ENERGOPOMIAR sp. z o.o. – Lider Konsorcjum oraz Biuro Studiów Projektów i Realizacji „ENERGOPROJEKT – KATOWICE” S.A. – Członek Konsorcjum.
- Budowa bloku fluidalnego o mocy ok. 70 MWe w Elektrociepłowni Zofiówka – w związku z opóźnieniem po stronie wykonawcy - Energoinstal S.A. - prowadzone są rozmowy z w sprawie dalszej realizacji kontraktu.
- Zakończona przebudowa kotła K1 na kocioł biomasowy w Ec Siekierki.
- Budowa kotłowni szczytowej w Ec Żerań – w listopadzie 2017 r. podpisano umowę na realizację zadania
- Zakończone dostosowanie kotła K2 w Ec Siekierki do wymogów BAT (Best Available Techniques)
- Prace nad aktualizacją koncepcji dostosowania Ec Pruszków do pracy po roku 2020 w związku ze zmianą paliwa z groszku na miał węglowy
- Kontynuowano prace związane z przygotowaniem pilotażowego projektu inwestycyjnego z zakresu budowy układu kogeneracyjnego zasilanego gazem wydobywanym przez PGNiG na terenie KGZ Kościan - Brońsko. Wykonano koncepcję techniczną, przygotowano wniosek o warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

W celu optymalizacji kosztów PGNiG TERMIKA przeprowadziła dywersyfikację usług remontowych, zwiększając konkurencję wśród dostawców oraz zakończyła wprowadzanie standardów utrzymania i metody zarządzania cyklem życia majątku, ogranicza zużycie energii na potrzeby własne, monitoruje i planuje pracę urządzeń wytwórczych w celu optymalnego wykorzystania potencjału derogacji 17500 h PPK (Przejściowy Plan Krajowy) i zładodzeń dla źródeł szczytowych.

Ponadto PGNiG TERMIKA bierze udział w programach start-up’ów z GK PGNiG i MIT EF, a także w ocenie projektów z inkubatora pomysłów InnVento. W 2017 r. rozpoczęto realizację projektu zdalnego odczytu liczników wraz PSG.

Opis wyników zaangażowania kapitałowego w Polską Grupę Górnictw Sp. z o.o.

W 2017 r. PGG kontynuowała zapoczątkowane w 2016 r. procesy związane z restrukturyzacją oraz optymalizacją wydobycia węgla kamiennego. W dniu 31 marca 2017 r. Inwestorzy PGG (w tym PGNiG TERMIKA) zawarli nową Umowę Inwestycyjną określającą zasady dodatkowego dokapitalizowania PGG na łączną kwotę 1 mld zł celem sfinansowania nabycia aktywów wydobywczych od Katowickiego Holdingu Węglowego S.A. Udział PGNiG TERMIKA w powyższym dokapitalizowaniu wyniósł 300 mln zł, a docelowy udział w kapitale zakładowym wyniesie 20,43%.

PGNiG TERMIKA realizuje swoje funkcje nadzoru właścicielskiego bezpośrednio za pośrednictwem członka rady nadzorczej oraz pośrednio w wyniku realizacji Porozumienia Inwestorów reprezentującego 66,4% kapitału zakładowego PGG oraz posiadającego prawo do wyznaczenia pięciu spośród ośmiu członków rady nadzorczej. W dniu 29 grudnia 2017 r. Sąd Rejonowy Katowice-Wschód w Katowicach dokonał wpisu spółki przekształconej – zrealizowano tym samym postanowienia zawarte w Umowie Inwestycyjnej o przekształceniu PGG w Spółkę Akcyjną.

W 2017 r. PGG osiągnęła wyniki finansowe wyższe od zakładanych w Biznes Planie. Istotnymi czynnikami wpływającymi na tą sytuację były wyższe od planowanych światowe ceny węgla oraz konsekwentnie realizowana polityka restrukturyzacyjna.

5.4.5. Perspektywy rozwoju

W 2018 r. PGNiG TERMIKA wraz ze spółkami zależnymi będzie kontynuowała projekty związane z realizacją inwestycji w modernizację oraz budowę nowych bloków wytwórczych, m.in.:

- kontynuacja budowy bloku gazowo-parowego w Ec Żerań – wartość kontraktu wraz z umową serwisową wynosi 1,6 mld zł brutto, a planowany termin realizacji to 2020 r.,
- kontynuacja budowy kotłowni szczytowej w Ec Żerań – zadania te mają na celu realizację założeń strategii tj. utrzymanie wiodącego producenta ciepła na warszawskim rynku oraz realizacja planu inwestycyjnego w celu poprawy rentowności aktywów i dywersyfikacji portfela paliwowego (węgiel / gaz / biomasa / paliwo alternatywne z odpadów),
- kontynuacja budowy kogeneracyjnego bloku fluidalnego CFB o mocy zainstalowanej około 70 MWe w Ec Zofiówka – budowa bloku fluidalnego CFB umożliwi stopniowe wycofywanie wyeksploatowanych i nieefektywnych jednostek wytwórczych (kotły OP-140) w oddziale Zofiówka.

GK PGNiG TERMIKA będzie dążyć do poprawy rentowności aktywów i dywersyfikacji portfela paliwowego (węgiel / gaz / biomasa / RDF) oraz dostosowania majątku wytwórczego do wymagań ochrony środowiska. Ponadto, PGNiG TERMIKA będzie podejmować działania w zakresie oceny projektów potencjalnych akwizycji systemów ciepłowniczych na terenie kraju.

5.5. Pozostałe segmenty

5.5.1. Segment w liczbach

Wybrane dane finansowe segmentu	2017		2016**		2015*	2014*	2013*
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Przychody ze sprzedaży	459	124	362	125	325	325	424
EBITDA	(162)	(207)	(187)	(188)	12	(49)	(44)

* dane nieprzekształcone, raportowane

** dane przekształcone według nowej segmentacji działalności GK PGNiG – więcej informacji w Skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym – pkt 1.3

5.5.2. Strategia w segmencie

Efektywny model operacyjny, rozwój B+R+I oraz CSR

Obszar ten będzie dążyć do budowania sprawnego modelu organizacji i zarządzania GK PGNiG, która jest grupą bardzo złożoną i kompleksową. Trzy podstawowe aspiracje tego obszaru to zwiększenie potencjału rozwojowego GK PGNiG w obszarze badań, rozwoju i innowacji, poprawa efektywności operacyjnej GK PGNiG oraz poprawa wizerunku GK PGNiG.

5.5.3. Działalność w 2017 r.

Centrum korporacyjne

W ramach obszaru centrum korporacyjne, w zakresie wzmocnienia wizerunku Grupy, w kwietniu 2017 r. PGNiG przyjęło „Strategię zrównoważonego rozwoju GK PGNiG na lata 2017-2022”. Ponadto w 2017 r. GK PGNiG zwiększyła swoje zaangażowanie w realizację projektów badawczo-rozwojowych oraz innowacyjnych. Uruchomiono m.in. największy program badawczy w GK PGNiG, czyli INGA – Innowacyjne Gazownictwo oraz inicjatywę InnVento - pierwszy inkubator dla startupów w sektorze naftowo-gazowniczym. > [Więcej informacji na temat badań i rozwoju – pkt 3.5.](#)

Oddział PGNiG - Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze (CLPB)

CLPB świadczy usługi w zakresie m.in. badania poprawności i wiarygodności pomiarów jakości i ilości gazu ziemnego, badania urządzeń i systemów pomiarowych oraz analiz technicznych, opinii i ekspertyz technicznych. W 2017 r. realizowano m.in. usługi z zakresu nadzoru nad systemem rozliczeń ładunków w terminalu w Świnoujściu, walidacji procesowych chromatografów gazowych na potrzeby rozliczeń gazów ziemnych oraz wzorcowanie układów pomiarowych na obiektach na gazociągu jamalskim i w terminalu LNG w Świnoujściu. Do największych klientów oddziału należą spółki GK PGNiG, GAZ-SYSTEM i EuroPolGaz S.A.

PGNiG Technologie

PGNiG Technologie zapewnia kompleksowe wykonywanie inwestycji w zakresie budowy kopalń ropy naftowej i gazu ziemnego oraz obiektów przesyłu gazu ziemnego. W 2017 r. świadczone usługi głównie dla spółek GK PGNiG w zakresie zagospodarowania złóż i odwiertów oraz dostaw osprzętu powierzchniowego wyposażenia odwiertów. Eksport w 2017 r. dotyczył wyrobów gotowych głównie do Norwegii, Pakistanu oraz na Ukrainę.

W 2017 r. realizowano inwestycję kapitałową w spółkę Polimex-Mostostal S.A.

PGNiG Serwis

Podstawową działalnością PGNiG Serwis jest świadczenie kompleksowych usług finansowo-księgowych, kadrowo-płacowych, teleinformatycznych, wsparcia w zakresie zarządzania projektami, zarządzania nieruchomościami, zarządzania flotą samochodową, obsługi portiersko-recepcyjnej oraz usługi bezpośredniej ochrony fizycznej dla spółek z GK PGNiG. PGNiG Serwis pełni funkcję Centrum Usług Wspólnych dla 15 spółek GK PGNiG.

Gazoprojekt

Gazoprojekt świadczy usługi konsultingowe i projektowe na wszystkich etapach procedur administracyjnych: formułowania założeń techniczno-ekonomicznych, opracowywania dokumentacji oraz realizacji zamierzenia inwestycyjnego. Wykonuje m.in. analizy przedprojektowe, opracowania środowiskowe, dokumentację formalno-prawną, projektową i powykonawczą oraz wizualizacje 3D. W 2017 r. wystąpił znaczący wzrost ilości zapytań ofertowych na duże projekty infrastrukturalne w branży na rynku polskim - dotyczące gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych oraz tłoczni gazu.

Geovita

Geovita prowadzi działalność o profilu wypoczynkowym, odnowy biologicznej, profilaktyki leczniczej, rehabilitacji leczniczej i konferencyjno-szkoleniowym. Obiekty spółki Geovita położone są w Dąbkach, Mrzeżynie, Dźwirzynie, Jadwisinie koło Serocka, Płotkach koło Piły, Jugowicach, Łądku Zdroju, Zakopanem, Wiśle, Złockiem koło Muszyny oraz w Krynicy-Zdroju. Geovita dzierżawi i zarządza również trzema hotelami: Orient w Krakowie, Bukowy Dworek w Gronowie k/Łagowa oraz Perła Bieszczadów k/Ustrzyk Dolnych. W 2017 r. wprowadzono zmiany w działalności operacyjnej Geovity, mające na celu obniżenie jej kosztów operacyjnych oraz poprawienie efektywności wykorzystania posiadanych zasobów.

Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych (Polski Gaz TUW)

W 2017 r. kontynuowano współpracę z Polski Gaz TUW w zakresie umów ubezpieczenia, zarówno dla PGNiG, jak i spółek GK PGNiG. Towarzystwo ubezpiecza głównie spółki GK PGNiG na zasadzie wzajemności członkowskiej wewnątrz Towarzystwa, co pozwala na zwiększenie dopasowania usług ubezpieczeniowych do potrzeb ubezpieczających poprzez realny wkład jaki mają oni w proces funkcjonowania Towarzystwa oraz możliwość bezpośredniego zgłaszania potrzeb ubezpieczeniowych. Utworzenie Polski Gaz TUW w ramach GK PGNiG było związane z chęcią poprawy jakości usług ubezpieczeniowych, z których korzystają podmioty GK PGNiG, i zwiększeniem efektywności kosztowej. Pierwsze polisy ubezpieczeniowe wystawione przez Polski Gaz TUW dla spółek GK PGNiG obowiązywały od 1 stycznia 2017 r.

W I półroczu 2017 r. podjęte zostały działania, w efekcie których od 1 lipca 2017 r. odnowiono ochronę ubezpieczeniową dla spółek GK PGNiG w zakresie ubezpieczenia mienia, odpowiedzialności cywilnej oraz floty. Na początku 2018 r. odnowiono ochronę w zakresie programu ubezpieczenia działalności *upstream* dla PGNiG. Planowane są również działania mające na celu ponowne odnowienie ochrony ubezpieczeniowej dla spółek GK PGNiG w zakresie ubezpieczenia mienia, odpowiedzialności cywilnej oraz floty.

5.5.4. Perspektywy rozwoju

CLBP

Celem CLBP jest utrzymanie pozycji wiodącego laboratorium badawczego i punku legalizacyjnego w zakresie urządzeń i systemów pomiarowych stosowanych w przemyśle gazu ziemnego oraz laboratorium kontroli jakości gazów ziemnych w zakresie wszystkich rodzajów gazów ziemnych (L i E) i ich form (CNG, LNG), oraz biogazu. Do zadań operacyjnych należy m.in. zwiększenie liczby procesowych analizatorów jakości gazu, nadzór nad rozliczeniami LNG w skali dużej (terminal morski) i małej (transport na cysternach) oraz utrzymanie pozycji wiodącej jednostki szkoleniowej w zakresie współpracy z międzynarodowymi jednostkami inspekcijnymi oraz w obszarze szkoleń branżowych i technicznych.

PGNiG Technologie

PGNiG Technologie w ciągu najbliższych dwóch lat zamierza przeorganizować swój dotychczasowy model działalności, dostosowując go do aktualnych możliwości oraz potrzeb rynkowych. Spółka skoncentruje się na zadaniach z zakresu zagospodarowania odwiertów i magazynów gazu. Zgodnie z założeniami na lata 2018-2020, działać będzie przede wszystkim w kierunku świadczenia usług budowlano - montażowych oraz produkcji wyrobów gotowych w sektorze gazownictwa i górnictwa naftowego, głównie w ramach GK PGNiG. Dodatkowo zmierzać będzie do pozyskiwania zleceń o stosunkowo wysokich marżach, w obszarach, w którym jest liderem na krajowym rynku.

PGNiG Serwis

PGNiG Serwis będzie dążyć do zwiększenia udziału w portfolio usług wsparcia świadczonych w GK PGNiG zarówno poprzez pozyskanie nowych odbiorców usług wśród podmiotów z GK PGNiG, jak i rozszerzanie zakresu już świadczonych usług o nowe obszary. Przewidywanym efektem wzrostu liczby obsługiwanych podmiotów będzie obniżenie cen i dywersyfikacja źródeł przychodów.

Gazoprojekt

Główne zlecenia przewidziane do realizacji w 2018 r. to wykonanie projektów budowlanych i wykonawczych dla budowy rurociągów i wykonanie dokumentacji technicznej dla poszczególnych typoszeregów stacji regazyfikacji LNG. Ponadto Gazoprojekt będzie dążyć do pozyskania projektów związanych z przesyłem, magazynowaniem ropy i gazu oraz udział w projektach rozbudowy instalacji chemicznych.

Geovita

W najbliższym okresie spółka będzie kontynuować działania restrukturyzacyjne w obszarze optymalizacji kosztowej, poprawy efektywności kanałów sprzedaży i procesów operacyjnych.

6. Informacje uzupełniające dotyczące Grupy Kapitałowej PGNiG

6.1. Organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG

Według stanu na dzień 31 grudnia 2017 r. w skład GK PGNiG wchodziły PGNiG jako podmiot dominujący, 33 spółki o profilu produkcyjnym, handlowym i usługowym oraz towarzystwo ubezpieczeń wzajemnych, w tym: 20 podmiotów bezpośrednio zależnych od PGNiG i 14 podmiotów pośrednio zależnych od PGNiG

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2017 r. został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek GK PGNiG wg stanu na dzień 31 grudnia 2017 r.

Lp.	Firma spółki	Kapitał zakładowy [w PLN o ile nie podano inaczej]	Udział kapitałowy PGNiG [w PLN o ile nie podano inaczej]	% kapitału PGNiG (bezpośrednio)	% kapitału GK PGNiG (bezpośrednio i pośrednio)
<i>Spółki zależne - I stopnia</i>					
1	PGNiG GAZOPROJEKT S.A.	4 000 000	3 000 000	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	Gas Assets Management Sp. z o.o.	1 360 000	1 360 000	-	100% ⁷⁾
29	Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o.	6 670 627	5 257 524	-	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% ³⁾
<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%)

W 2017 r. zaszły następujące zmiany w strukturze GK PGNiG:

- W dniu 18 stycznia 2017 r. NWZ spółki PGNiG Technologie podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego z kwoty 182 127 240 zł do kwoty 272 727 240 zł, tj. o kwotę 90 600 000 zł. Podwyższenie kapitału nastąpiło w drodze emisji 90 600 000 akcji imiennych zwykłych (nieuprzywilejowanych) serii „C”, o wartości nominalnej po 1 zł każda. Wszystkie nowoutworzone akcje objęte zostały przez PGNiG i pokryte wkładem pieniężnym w kwocie 90 600 000 zł. Podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Technologie zostało zarejestrowane w KRS w dniu 9 marca 2017 r.
- W dniu 22 lutego 2017 r. PGNiG nabyło od PGNiG Technologie pakiet 21 000 akcji spółki Gazoprojekt. Z dniem 27 listopada 2017 r. w KRS zarejestrowano zmiany do Statutu spółki, w tym nowe brzmienie firmy spółki – PGNiG GAZOPROJEKT S.A.
- W dniu 9 marca 2017 r. do KRS wpisana została nowa firma Spółki NYSAGAZ Sp. z o.o. – tj. PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o.
- NZW spółki Powiśle Park Sp. z o.o. w dniu 10 marca 2017 r. podjęło uchwałę w sprawie zmian w umowie spółki w zakresie m.in. zmiany firmy spółki na PSG Inwestycje Sp. z o.o. Zmianę firmy spółki zarejestrowano w KRS w dniu 20 marca 2017 r.
- W dniu 8 marca 2017 r. NWZ PGNiG Upstream International AS zdecydowało o zmianie nazwy firmy spółki na PGNiG Upstream Norway AS. Zmiana została wpisana do norweskiego rejestru spółek handlowych w dniu 18 marca 2017 r.

- W dniu 31 marca 2017 r. NWZ spółki PGNiG TERMIKA podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego tej spółki z kwoty 1 440 324 950 zł do kwoty 1 740 324 950 zł, tj. o kwotę 300 mln zł. Podwyższenie kapitału nastąpiło w drodze emisji 30 000 000 akcji imiennych zwykłych (nieuprzywilejowanych) serii „H”, o wartości nominalnej po 10 zł każda. Wszystkie nowoutworzone akcje objęte zostały przez PGNiG i pokryte wkładem pieniężnym w kwocie 300 mln zł. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki PGNiG TERMIKA zostało zarejestrowane w KRS w dniu 30 sierpnia 2017 r.
- W dniu 12 kwietnia 2017 r. Sąd Rejonowy w Gliwicach zarejestrował zmianę statutu oraz firmy spółki: Spółka Energetyczna Jastrzębie S.A. Spółka od 12 kwietnia 2017 r. działa pod firmą: PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.
- W dniu 19 kwietnia 2017 r. PGNiG dokapitalizowało POGC Libya B.V. kwotą 1 100 000 USD, bez emisji nowych udziałów.
- W dniu 28 kwietnia 2017 r. spółka PGNiG Serwis nabyła 100 udziałów spółki QILIN INTERNATIONAL sp. z o.o. o wartości nominalnej 50 zł każdy, stanowiących 100% kapitału zakładowego. Uchwałą Nr 3 Zgromadzenia Wspólników QILIN INTERNATIONAL sp. z o.o. z dnia 28 kwietnia 2017 r. dokonano zmiany Aktu Założycielskiego spółki, w tym zmiany firmy spółki. Od dnia 16 maja 2017 r. spółka ta działa pod firmą PGNiG Serwis Doradztwo Ubezpieczeniowe sp. z o.o.
- Z dniem 17 maja 2017 r. nastąpiła zmiana firmy spółki Poltava Services LLC na EXALO DRILLING UKRAINE LLC.
- W dniu 29 czerwca 2017 r. NWZ PGNiG TERMIKA EP podjęło uchwałę o połączeniu tej spółki ze spółką Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. Połączenie spółek zostało zarejestrowane w KRS w dniu 1 września 2017 r.
- W dniu 29 czerwca 2017 r. NWZ spółki PGNiG TERMIKA EP podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego z kwoty 288 233 300 zł do kwoty 370 836 300 zł tj. o kwotę 82 603 000 zł w drodze emisji 826 030 akcji zwykłych imiennych serii „N” o wartości nominalnej po 100 zł każda. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki PGNiG TERMIKA EP zostało zarejestrowane w KRS w dniu 1 września 2017 r.
- W dniu 15 września 2017 r. NWZ spółki GEOFIZYKA Toruń podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 9 240 000 zł, z wysokości 66 000 000 zł do wysokości 75 240 000 zł, w drodze podwyższenia wartości nominalnej akcji spółki w liczbie 66 000 000 z wysokości 1 zł każda do wysokości 1 zł 14 gr każda. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 28 grudnia 2017 r.
- W dniu 29 grudnia 2017 r. nastąpiła zmiana firmy POGC Libya B.V. na PGNiG Upstream North Africa B.V.

Do dnia Sprawozdania zaszły następujące zmiany w pozostałych powiązaniach kapitałowych GK PGNiG:

- W dniu 15 stycznia 2018 r. nastąpiła rejestracja uchwały likwidacyjnej PGNiG Finance AB z siedzibą w Sztokholmie i zmiana nazwy na PGNiG Finance AB i likwidation.

6.2. Pozostałe powiązania organizacyjne lub kapitałowe

Wykaz spółek powiązanych z GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2017 r. został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek GK PGNiG wg stanu na dzień 31 grudnia 2017 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 OMR	73 500 OMR	49,00%	49,00%
2	SGT EUROPOL GAZ S.A.	80 000 000	38 400 000	48,00%	51,18% ¹⁾
3	PFK GASKON S.A.	13 061 325	6 000 000	45,94%	45,94%
4	ZWUG "INTERGAZ" Sp. z o.o.	4 700 000	1 800 000	38,30%	38,30%
5	"Dewon" ZSA	11 146 800 UAH	4 055 205,84 UAH	36,38%	36,38%
<i>Spółki współzależne i stowarzyszone - II stopnia</i>					
6	Zakład Separacji Popiołów Siekierki Sp. z o.o.	10 000 000	7 000 000	-	70% ²⁾
7	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	28 200 000	14 100 000	-	50% ²⁾
8	Polska Grupa Górnicza S.A.	3 616 718 200	710 000 000	-	19,63% ²⁾
9	Polimex-Mostostal S.A.	473 237 604	78 000 048	-	16,48% ³⁾

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

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

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

W 2017 r. zaszły następujące zmiany w pozostałych powiązaniach kapitałowych GK PGNiG:

- W dniu 18 stycznia 2017 r. PGNiG Technologie objęło 37 500 000 nowoutworzonych akcji Polimex – Mostostal S.A. po cenie nominalnej 2 zł za 1 akcję, za łączną kwotę 75 mln zł. Podwyższenie kapitału zostało zarejestrowane w KRS w dniu 21 lutego 2017 r. Zarejestrowany kapitał zakładowy spółki Polimex – Mostostal S.A. wynosi 473 237 604 zł. Ponadto, w wykonaniu umowy zawartej z SPV Operator Sp. z o.o. PGNiG Technologie nabyło 1 500 000 akcji spółki Polimex – Mostostal S.A. za łączną kwotę 5 640 tys. zł, tj. 3,76 zł za 1 akcję. W efekcie, udział PGNiG Technologie w spółce Polimex – Mostostal S.A. wynosi 16,48% akcji.
- W dniu 27 stycznia 2017 r. w KRS zostało zarejestrowane podwyższenie kapitału zakładowego PGG. PGNiG TERMIKA objęła w podwyższonym kapitale zakładowym PGG 833 333 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy, tj. o łącznej wartości nominalnej 83 333 300 zł, pokrywając je wkładem pieniężnym w wysokości 83 333 300 zł. Po powyższym podwyższeniu PGNiG TERMIKA posiadała 4 444 444 udziałów spółki PGG o wartości nominalnej 100 zł każdy i łącznej wartości nominalnej 444 444 400 zł, co odpowiada udziałowi 16,63% w kapitale zakładowym i głosach na zgromadzeniu Wspólników PGG.
- W dniu 1 lutego 2017 r. odbyło się NZW PGG, na którym podjęto uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego o kwotę 244 444 000 zł, tj. do kwoty 2 916 718 200 zł, poprzez utworzenie 2 444 440 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy. PGNiG TERMIKA objęła w podwyższonym kapitale zakładowym PGG 555 556 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy, tj. o łącznej wartości nominalnej 55 555 600 zł, pokrywając je wkładem pieniężnym w wysokości 55 555 600 zł. Po podwyższeniu PGNiG TERMIKA posiadała 5 000 000 udziałów spółki PGG o wartości nominalnej 100 zł

każdy i łącznej wartości nominalnej 500 mln zł, co odpowiada udziałowi 17,14% w kapitale zakładowym i głosach na ZW PGG. Podwyższenie kapitału zakładowego PGG zostało zarejestrowane w KRS w dniu 10 marca 2017 r.

- W dniu 3 kwietnia 2017 r. odbyło się NZW PGG, na którym podjęto uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego o kwotę 500 000 000 zł, tj. z kwoty 2 916 718 200 zł do kwoty 3 416 718 200 zł, poprzez utworzenie 5 000 000 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy. PGNiG TERMIKA objęła w podwyższonym kapitale zakładowym PGG 1 500 000 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy, tj. o łącznej wartości nominalnej 150 000 000 zł, pokrywając je wkładem pieniężnym w wysokości 150 000 000 zł. Po powyższym podwyższeniu PGNiG TERMIKA posiada 6 500 000 udziałów spółki PGG o wartości nominalnej 100 zł każdy i łącznej wartości nominalnej 650 mln zł, co odpowiada udziałowi 19,02% w kapitale zakładowym i głosach na zgromadzeniu Wspólników PGG. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 7 czerwca 2017 r.
- W dniu 14 czerwca 2017 r. odbyło się NZW PGG, na którym podjęto uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego o kwotę 200 000 000 zł, tj. z kwoty 3 416 718 200 zł do kwoty 3 616 718 200 zł, poprzez utworzenie 2 000 000 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy. PGNiG TERMIKA objęła w podwyższonym kapitale zakładowym PGG 600 000 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy, tj. o łącznej wartości nominalnej 60 000 000 zł, pokrywając je wkładem pieniężnym w wysokości 60 000 000 zł. Po powyższym podwyższeniu PGNiG TERMIKA posiada 7 100 000 udziałów spółki PGG o wartości nominalnej 100 zł każdy i łącznej wartości nominalnej 710 mln zł, co odpowiada udziałowi 19,63% w kapitale zakładowym i głosach na zgromadzeniu Wspólników PGG. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 7 lipca 2017 r.
- W dniu 28 listopada 2017 r. odbyło się NZW spółki PGG, na którym podjęto uchwałę dotyczącą przekształcenia w spółkę akcyjną pod firmą Polska Grupa Górnicza spółka akcyjna. Przekształcenie spółki zostało zarejestrowane w KRS w dniu 29 grudnia 2017 r. Po przekształceniu PGNiG TERMIKA posiada 7 100 000 akcji spółki PGG S.A. o wartości nominalnej 100 zł każda i łącznej wartości nominalnej 710 mln zł, co odpowiada udziałowi 19,63% w kapitale zakładowym i głosach na zgromadzeniu akcjonariuszy PGG S.A.

Inwestycje poza grupą jednostek powiązanych:

W 2017 r. GK PGNiG nie dokonywała istotnych inwestycji kapitałowych poza grupą jednostek powiązanych. Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego GK PGNiG poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2017 r. wyniosła 53,52 mln zł, w tym PGNiG: 22,66 mln zł.

6.3. Podstawowe zasady zarządzania w Grupie Kapitałowej PGNiG oraz zmiany w 2017 r.

W związku z wejściem w życie przepisów prawa regulujących model wykonywania uprawnień właścicielskich Skarbu Państwa, w 2017 r. w spółkach GK PGNiG wprowadzane były nowe standardy w zakresie doboru członków organów spółek, zasady ustalania wynagrodzeń organów spółek, a także zmiany w treści statutów lub umów spółek uwzględniające wytyczne polityki właścicielskiej nad spółkami z udziałem Skarbu Państwa.

Z uwagi na przyjęte we wrześniu 2017 r. przez Prezesa Rady Ministrów „Zasady nadzoru właścicielskiego nad spółkami z udziałem Skarbu Państwa”, w których zalecono Zarządom Spółek z udziałem Skarbu Państwa dążenie do stosowania niniejszych zasad w spółkach zależnych wszystkich szczebli w ramach danej grupy kapitałowej, PGNiG zamierza w 2018 r. dostosować istniejące procedury wewnętrzne do zaleceń organów nadzorujących, z uwzględnieniem wprowadzonych dotychczas w spółkach zmian w obszarze nadzoru właścicielskiego.

W 2017 r. zasady ustalania i poziom wynagrodzeń członków zarządu i rady nadzorczej w spółkach zależnych GK PGNiG dostosowano do przepisów ustawy z dnia 9 czerwca 2016 r. o zasadach kształtowania wynagrodzeń osób kierujących niektórymi spółkami. W większości spółek zależnych wynagrodzenia dostosowano do ogólnej zasady określonej powyższą ustawą. W niektórych spółkach zależnych, przy akceptacji Rady Nadzorczej PGNiG, wynagrodzenia zostały określone w inny, dopuszczalny ustawą, sposób.

Realizacja Strategii GK PGNiG zapewniona jest poprzez rozbudowany system wynagradzania członków zarządów spółek GK PGNiG. > [Więcej informacji – pkt 10.3.](#)

6.4. Postępowania sądowe

6.4.1. Prowadzone postępowania sądowe

Postępowania w związku z obowiązkiem publicznej sprzedaży gazu ziemnego

Ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r., poz. 984) nałożyła na przedsiębiorstwa energetyczne spełniające określone wymagania obowiązek publicznej sprzedaży nie mniej niż 55% gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej:

- w punktach wejścia do krajowego systemu przesyłowego na połączeniach z systemami przesyłowymi innych państw, lub
- siecią gazociągów kopalnianych, lub
- terminalami skroplonego gazu ziemnego.

Zgodnie z przepisami przejściowymi obowiązek ten dla okresu od dnia wejścia w życie nowelizacji do dnia 31 grudnia 2013 r. wynosił 30%; w okresie od dnia 1 stycznia 2014 r. do dnia 31 grudnia 2014 r. wynosił 40% oraz po dniu 1 stycznia 2015 r. wynosi 55%.

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 wraz z wnioskiem o przedstawienie Trybunałowi Konstytucyjnemu pytania prawnego dotyczącego zgodności art. 49b ust. 1 ustawy Prawo energetyczne oraz art. 25 ustawy z dnia 26 lipca 2013 o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw z Konstytucją. 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, w tym uzupełnienie uzasadnienia wniosku o przedstawienie Trybunałowi Konstytucyjnemu pytania prawnego.

6.4.2. Postępowania przed Prezesem UOKiK

Postępowanie antymonopolowe rozpoczęte w dniu 28 grudnia 2010 r.

W dniu 28 grudnia 2010 r. Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK) wszczął z urzędu postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego, polegającej na ograniczaniu zbytu ze szkodą dla kontrahentów lub konsumentów oraz przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji poprzez odmowę sprzedaży paliwa gazowego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać dalszej odsprzedaży gazu ziemnego, tj. NowyGaz Sp. z o. w Warszawie. Prezes UOKiK decyzją z dnia 5 lipca 2012 r. uznał powyższe działania PGNiG za praktykę ograniczającą konkurencję, stwierdził zaniechanie przez PGNiG stosowania tych praktyk z dniem 30 listopada 2010 r. i nałożył na PGNiG karę pieniężną w wysokości 60 mln zł. W dniu 24 lipca 2012 r. PGNiG odwołało się od decyzji Prezesa UOKiK do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Sąd Okręgowy w Warszawie wyrokiem z dnia 12 maja 2014 r. oddalił odwołanie PGNiG. W dniu 4 czerwca 2014 r. PGNiG złożyło apelację do Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Wyrokiem z 29 maja 2015 r. Sąd Apelacyjny zmienił decyzję Prezesa UOKiK w punkcie odnoszącym się do wysokości kary obniżając ją do kwoty 5,5 mln zł. Orzeczenie w tej sprawie jest prawomocne. PGNiG w dniu 12 czerwca 2015 r. uiszczyło karę orzeczoną wyrokiem Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Zarówno PGNiG jak i Prezes UOKiK wnieśli skargę kasacyjną od wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie do Sądu Najwyższego. Skarga kasacyjna PGNiG zmierza do zakwestionowania stwierdzenia naruszenia prawa konkurencji, podczas gdy skarga kasacyjna Prezesa UOKiK zmierza do zakwestionowania decyzji Sądu Apelacyjnego o obniżeniu kary nałożonej na PGNiG.

Wyrokiem z dnia 10 stycznia 2017 r. (sygn. akt III SK 61/15) Sąd Najwyższy uchylił wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie skargi kasacyjnej PGNiG i przekazał Sądowi Apelacyjnemu sprawę do ponownego rozpoznania i orzeczenia o kosztach postępowania kasacyjnego, jednocześnie oddalił skargę kasacyjną Prezesa UOKiK i zasądził od Prezesa UOKiK na rzecz PGNiG zwrot kosztów postępowania kasacyjnego.

Wyrokiem z dnia 8 czerwca 2017 r. Sąd Apelacyjny w Warszawie uchylił wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 12 maja 2014 r. oraz przekazał sprawę do ponownego rozpoznania temu sądowi. Odyła się już pierwsza rozprawa w tej sprawie. Obecnie PGNiG oczekuje na wyznaczenie terminu kolejnej rozprawy.

Postępowanie antymonopolowe rozpoczęte w dniu 3 kwietnia 2013 r.

W dniu 3 kwietnia 2013 r. Prezes UOKiK wszczął postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej i detalicznej sprzedaży paliwa gazowego, polegającej na przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji przez:

- ograniczanie odbiorcom biznesowym możliwości zmniejszania zamawianych ilości paliwa gazowego i mocy umownej,
- ograniczanie odbiorcom biznesowym możliwości odsprzedaży paliwa gazowego,
- wymaganie określenia w umowie przez odbiorców biznesowych maksymalnej ilości kupowanego paliwa gazowego przeznaczonego przez nich do dalszej odsprzedaży,
- nieprzyznanie odbiorcom hurtowym prawa do częściowej zmiany sprzedawcy.

W trakcie postępowania PGNiG złożyło do Prezesa UOKiK wnioski o wydanie decyzji zobowiązującej, w którym dobrowolnie zobowiązało się do zmiany niektórych postanowień w umowach z odbiorcami niebędącymi gospodarstwami domowymi. Prezes UOKiK decyzją nr DOK-8/2013 z dnia 31 grudnia 2013 r. odstąpił od nałożenia na PGNiG kary finansowej i zobowiązał Spółkę do

realizacji złożonego zobowiązania. PGNiG, w terminach przewidzianych decyzją zobowiązującą Prezesa UOKiK, wykonało obowiązki przewidziane przedmiotową decyzją.

W dniu 1 sierpnia 2014 r. PGNiG OD przejęła dotychczasową działalność PGNiG w obszarze obrotu detalicznego gazem, przejmując tym samym wszelkie prawa i obowiązki wynikające z decyzji wydanych przez Prezesa UOKiK na podstawie Ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów w zakresie umów, których stał się stroną. PGNiG OD jest w trakcie wykonywania zobowiązania, w części przypadającej na jej zakres działania, wynikającego z decyzji Prezesa UOKiK z dnia 31 grudnia 2013 r.

W dniu 17 października 2014 r. Prezes UOKiK wszczął postępowanie administracyjne w sprawie nałożenia na PGNiG oraz PGNiG OD kary pieniężnej, o której mowa w art. 107 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. nr 50, poz. 331 ze zm.), w związku z podejrzeniem pozostawania w zwłoce 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 odpowiedzi na wezwanie PGNiG oraz PGNiG OD przedstawiły uzasadnienie podjętych działań oraz stanowisko, że działania te stanowią prawidłowe wykonanie ww. decyzji. W dniu 24 września 2015 r. Prezes UOKiK wydał decyzję nr DOK-3/2015 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 wysokości 360 zł. Wyrok Sądu Okręgowego nie jest prawomocny. W dniu 18 kwietnia 2017 r. PGNiG wniosła apelację, w której zaskarżyła wyrok w całości. Na dzień niniejszego sprawozdania Sąd Apelacyjny w Warszawie nie zawiadomił o terminie rozprawy apelacyjnej w sprawie.

6.4.3. Postępowanie w sprawie gazociągu OPAL

W sprawie gazociągu OPAL prowadzone są postępowania:

- przed Sądem UE, przed którym skargę oraz wnioski o zastosowanie środka tymczasowego w dniu 3 grudnia 2016 r. wniosło PST, następnie skarga oraz wnioski zostały rozszerzone w dniu 13 marca 2017 r. przed Sądem UE, przed którym skargę oraz wnioski o zastosowanie środka tymczasowego w dniu 1 marca 2017 r. wniosło PGNiG,
- przed Wyższym Sądem Krajowym w Düsseldorfie (Oberlandesgericht Düsseldorf), przed którym skargę oraz wnioski 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.

Skarga oraz wnioski o zastosowanie środka tymczasowego do Sądu UE skierowane są przeciwko decyzji Komisji Europejskiej z dnia 28 października 2016 r., w drodze której Komisja zezwoliła na dokonanie zmian w zasadach zwolnienia gazociągu OPAL spod regulacji wspólnego rynku gazu (zwłaszcza zasady dostępu stron trzecich – TPA), zgodnie z treścią krajowego aktu stosowania prawa przedstawionego przez niemieckiego regulatora – Federalną Agencję Sieciową (Bundesnetzagentur), z zastrzeżeniem modyfikacji wskazanych w decyzji Komisji. Skargę oraz wnioski o zastosowanie środka tymczasowego złożyła spółka PST. Postanowieniem z dnia 23 grudnia 2016 r. Prezes Sądu UE wstrzymał wykonanie zaskarżonej decyzji Komisji Europejskiej, tymczasowo uwzględniając żądanie udzielenia tymczasowej ochrony prawnej zgłoszone przez PST. W sprawie nastąpiła wymiana pism procesowych. W dniu 13 marca 2017 r. PST uzupełniła skargę oraz wnioski o zastosowanie środka tymczasowego z uwagi na fakt, że decyzja Komisji Europejskiej została opublikowana dopiero w dniu 3 stycznia 2017 r. (dotyczyło skargi i wniosku z dnia 4 grudnia 2016 r.). W dniu 29 maja 2017 r. złożono stanowisko PST w sprawie zarzutu niedopuszczalności skargi, podniesionego przez Komisję Europejską.

Skargę skierowaną przeciwko decyzji Komisji Europejskiej wraz z wnioskiem o zastosowanie środka tymczasowego wywiodła także w dniu 1 marca 2017 r. spółka PGNiG. W dniu 6 lipca 2017 r. złożono wnioski o dopuszczenie PGNiG jako interwenienta po stronie ukraińskiej spółki Naftogaz w sprawie skierowanej przeciwko decyzji Komisji Europejskiej. W dniu 21 sierpnia 2017 r. złożono odpowiedź PGNiG na podniesiony przez Komisję Europejską zarzut niedopuszczalności skargi.

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. Było to rozstrzygnięcie formalne, nieoparte o analizę zasadności poszczególnych zarzutów podniesionych w skardze. Postanowienie podlega zaskarżeniu, termin na wniesienie odwołania od postanowienia jeszcze nie upłynął. Zarzutu niedopuszczalności odnośnie skargi PGNiG dotychczas nie rozpoznano.

Skarga oraz wnioski o zastosowanie środka tymczasowego do Wyższego Sądu Krajowego w Düsseldorfie skierowane są przede wszystkim przeciwko ugodzie administracyjnej zawartej pomiędzy niemieckim regulatora, OPAL Gastransport GmbH & Co. KG, OAO Gazprom, OOO Gazprom Export, określającej zmienione warunki zwolnienia gazociągu OPAL spod regulacji wspólnego rynku gazu. W dniu 30 grudnia 2016 r. Wyższy Sąd Krajowy w Düsseldorfie wydał tymczasowe rozstrzygnięcie, w którym zobowiązał niemieckiego regulatora do zawieszenia skutków spornej umowy administracyjnej w ten sposób, że zakaże on spółce OPAL Gastransport GmbH & Co. KG przeprowadzania dalszych aukcji przepustowości dziennych, tygodniowych, miesięcznych i rocznych na gazociągu OPAL. W ślad za postanowieniem Sądu, tego samego dnia niemiecki regulator wydał natychmiast wykonalną decyzję, w której zakazał spółce OPAL Gastransport GmbH & Co. KG przeprowadzania tego rodzaju aukcji.

W dniu 20 stycznia 2017 r. PGNiG i PST rozszerzyły wcześniejszą skargę poprzez wniesienie skargi na decyzję niemieckiego regulatora – Federalnej Agencji Sieciowej (Bundesnetzagentur) z dnia 20 grudnia 2016 r., na podstawie której niemiecki regulator

odmówił wszczęcia formalnego postępowania administracyjnego w sprawie zmiany zasad zwolnienia spod regulacji wspólnego rynku gazu oraz przyłączenia do takiego postępowania wnioskujących o to spółek PGNiG i PST. W swoim piśmie procesowym spółki rozszerzyły również wcześniejszą argumentację. W dniu 31 marca 2017 r. złożono do Wyższego Sądu Krajowego uzasadnienie skargi wywiedzionej przeciwko ugodzie administracyjnej, zawierające pogłębiony wywód prawny, konieczny na potrzeby ewentualnych dalszych środków prawnych.

Po wymianie pism procesowych, 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. Po dalszej wymianie pism procesowych, 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.

6.4.4. Inne postępowania

Postępowania w sprawach o wartości co najmniej 10% kapitałów własnych

W 2017 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) stanowiłaby odpowiednio co najmniej 10 % kapitałów własnych PGNiG.

Postępowania dot. uchwał Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy

PGNiG otrzymał informację, że w dniu 13 grudnia 2017 r. wpłynął do Spółki odpis pozwu wniesionego przez jednego z akcjonariuszy do Sądu Okręgowego w Warszawie o stwierdzenie nieważności / uchylenie uchwały nr 1/IX/2017 NWZA PGNiG z dnia 13 września 2017 r.

7. Sytuacja finansowa Grupy Kapitałowej PGNiG w 2017 r.

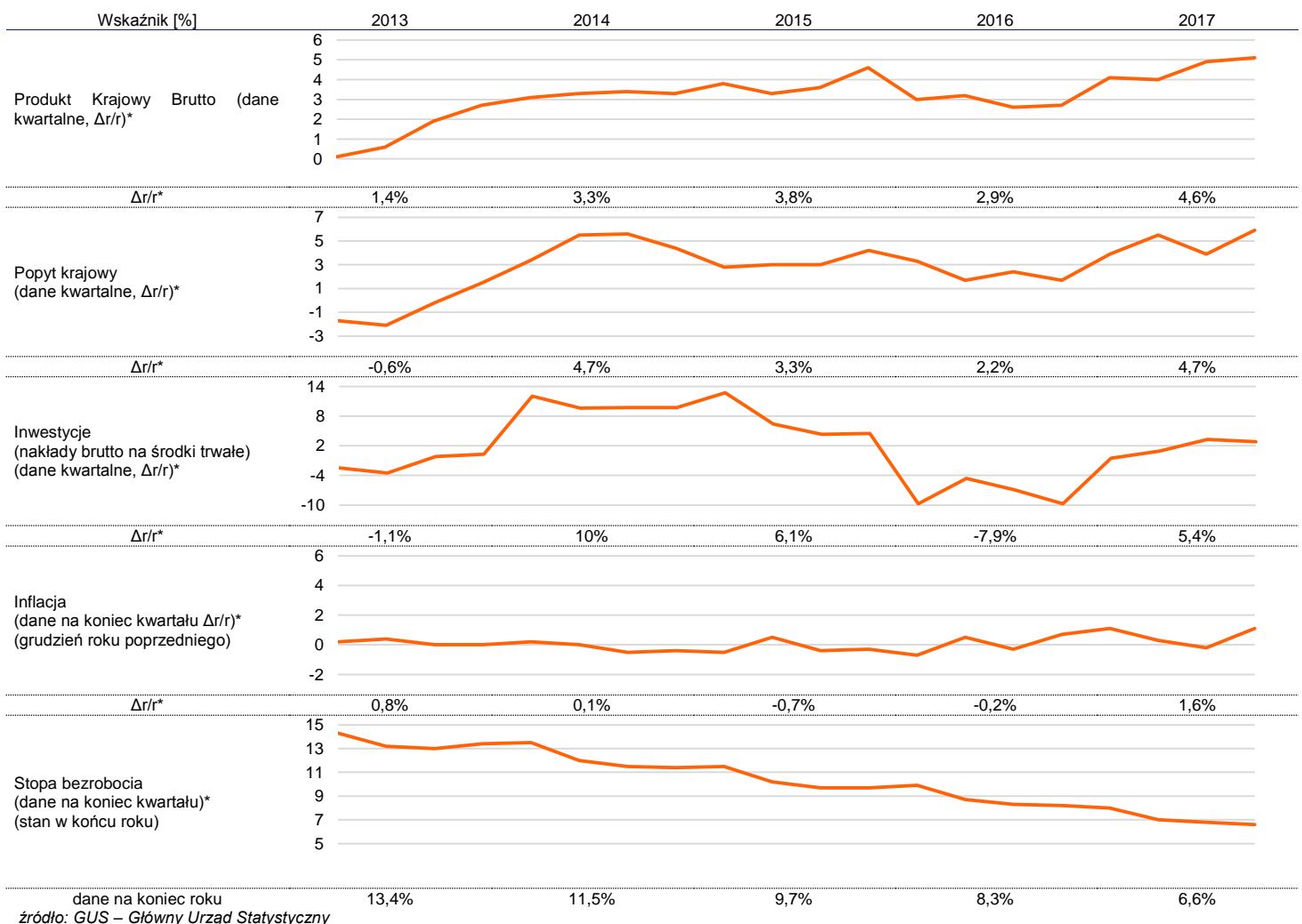
7.1. Ceny paliw i kursy walut

7.1.1. Otoczenie makroekonomiczne

Według Eurostat w 2017 r. wzrost PKB Unii Europejskiej wyniósł 2,5% i był tym samym najwyższy od 10 lat. Na pozytywny sentyment ekonomiczny wpłynęło kilka czynników, w tym m.in.: polityka luzowania ilościowego i pozostawienie przez Europejski Bank Centralny stóp procentowych na niezmiennym poziomie, zwiększone nakłady inwestycyjne oraz systematyczne podwyżki cen surowców. W rezultacie zaobserwowano wzrost poziomu cen (1,8% r/r), a projekcje inflacyjne wskazują na utrzymanie się dodatniej tendencji. Dobre nastroje panują także na europejskim rynku pracy, gdzie ponownie spadła liczba osób pozostających bez zatrudnienia, a stopa bezrobocia 7,3% jest najniższa od ponad 9 lat.

Polska gospodarka w 2017 r. osiągnęła wzrost gospodarczy, mierzony PKB, na poziomie 4,6% r/r, zgodnie z wstępnymi szacunkami podanymi przez Główny Urząd Statystyczny (GUS). Względem 2016 r. odczyt ten jest wyższy o 1,7 pkt proc. Na wzrost aktywności gospodarczej w Polsce wpływa wzrost wydatków inwestycyjnych (2,8% r/r w czwartym kwartale) zarówno w sektorze publicznym, jak i prywatnym. Warto odnotować fakt rosnącej dynamiki popytu krajowego (5,9% r/r w czwartym kwartale) uzyskanej przez zwiększoną konsumpcję prywatną, bardzo dobrą sytuację na rynku pracy oraz wprowadzenie rządowych programów socjalnych. Według GUS stopa bezrobocia na koniec 2017 r. wyniosła 6,6% r/r (spadek o +1,7 pkt proc. r/r), co jest jedną z najniższych wartości od ponad 26 lat. W grudniu 2017 r. opublikowano dane dotyczące ogólnego poziomu wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych, która w czwartym kwartale wyniosła 1,1%, do czego przyczyniły się m.in. rosnące ceny surowców. Ponadto, dobrą kondycję potwierdził sektor przemysłowy. Wskaźnik PMI, który jest miernikiem stanu aktywności przemysłowej w Polsce, 1 stycznia 2018 r. wyniósł 54,60 pkt i był zbliżony do poziomu osiągniętego 1 stycznia 2017 r.

Wybrane wskaźniki makroekonomiczne w latach 2013-2017



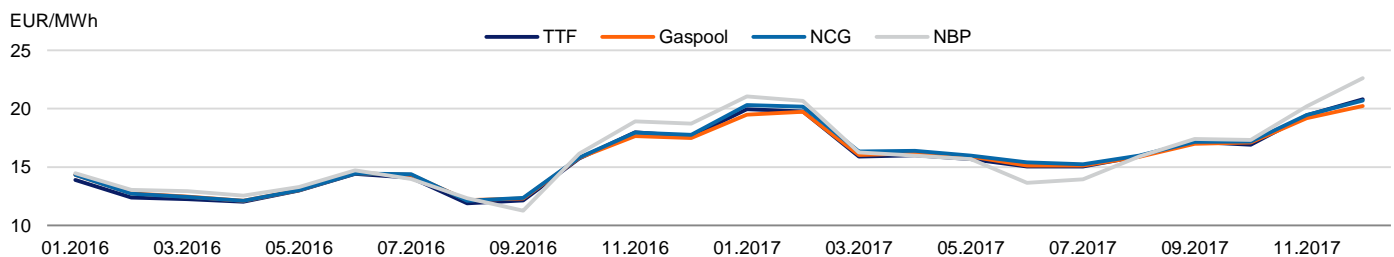
7.1.2. Tendencje na rynku gazu ziemnego

W 2017 r. odnotowano wzrost cen gazu ziemnego na rynkach europejskich. Średnia cena kontraktu miesięcznego (month ahead) na holenderskim hubie TTF była wyższa o 22% w stosunku do średniej ceny w 2016 r.

Temperatura powietrza w okresie zimowym często była niższa od sezonowej normy, co skutkowało zwiększonym zapotrzebowaniem na gaz do celów grzewczych. Na polach gazowych w Norwegii oraz w Holandii występowały awarie, które powodowały tymczasowe ograniczenia w dostawach gazu do krajów Europy Zachodniej. Na Wyspach z kolei podjęto decyzję o całkowitym zamknięciu magazynu Rough, odpowiadającego za 70% zdolności magazynowych Wielkiej Brytanii. Rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz zmniejszona generacja energii z elektrowni jądrowych we Francji wpłynęły na zwiększony popyt na gaz w sektorze wytwórczym. Na wzrost ceny gazu w Europie wpływ miały również okresowe remonty kluczowej infrastruktury przesyłowej oraz wybuch gazu w stacji kompresorowej w Baumgarten.

Cena gazu ziemnego w 2017 r.

Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego na wybranych hubach Europejskich w latach 2016-2017. GPL i NCG – Niemcy; NBP – Wielka Brytania; TTF – Holandia



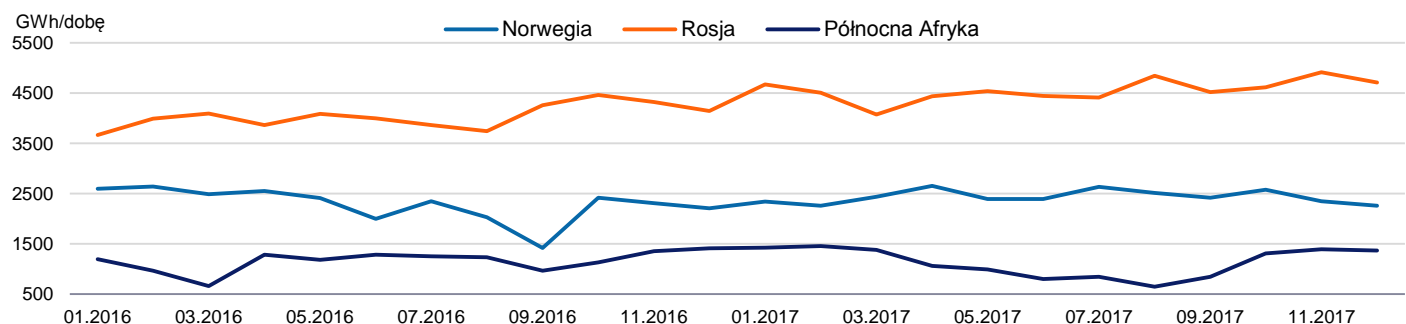
źródło: ICE - Intercontinental Exchange, EEX – European Energy Exchange

W 2017 r. zanotowany został wzrost średniej ceny gazu ziemnego w Europie o 21% w porównaniu do 2016 r. Największa dynamika wzrostu nastąpiła na niemieckim hubie NCG oraz holenderskim TTF – po 24%. Średnia cena gazu na kluczowych europejskich rynkach wyniosła 17,34 EUR/MWh, podczas gdy w 2016 r. była równa 14,06 EUR/MWh.

Początek 2017 r. był okresem, w którym nastąpiły liczne ograniczenia w dostawach gazu z kierunku północnego. Zmniejszenie przepływów nastąpiło m.in. w wyniku nieprzewidzianych awarii w instalacjach na polach Kollsness oraz Troll. Do awarii doszło również na polu Gronningen w Holandii. Natomiast wyższa na hubie NBP w okresie październik 2016 – luty 2017 wynikała z problemów eksploatacyjnych, a w konsekwencji z konieczności podjęcia decyzji o trwałym zamknięciu magazynu Rough. Odwrócenie *spreadu* pomiędzy NBP, a hubami w kontynentalnej części Europy w pierwszej połowie 2017 r., było następstwem prac remontowych na gazociągu Interconnector – jedynego połączenia pozwalającego na przesył gazu z Wielkiej Brytanii do kontynentalnej części Europy. Dalsze umacnianie cen było wynikiem wzrostu ceny ropy, do której wciąż indeksowanych jest część europejskich kontraktów importowych, a także licznych awarii norweskiej infrastruktury wydobywczej. Do wzrostów przyczyniło się również zwiększone zapotrzebowanie na gaz we francuskim sektorze wytwórczym w obliczu ograniczonej produkcji energii z bloków jądrowych. Zwiększony popyt na gaz do celów wytwórczych był również spowodowany wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂. Wzrost ceny gazu pod koniec roku był skutkiem niższych temperatur oraz eksplozji w stacji kompresorowej w Baumgarten.

Biorąc pod uwagę uśrednione dzienne wartości przepływów gazu ziemnego, ponad 1 663 TWh (152 mld m³), czyli 56% ubiegłorocznego wolumenu gazu ziemnego sprowadzanego gazociągami do Europy, pochodziło z Rosji. Udział rosyjskiego importu wzrósł o 2 punkty procentowe w porównaniu z rokiem poprzednim. Drugim największym dostawcą gazu do Europy była Norwegia, która dostarczyła 888 TWh (81 mld m³), co odpowiadało za 30% dostaw. Udział importu paliwa gazowego ze złóż norweskich spadł o 1 punkt procentowy, w porównaniu do 2016 r. Z Afryki Północnej wyeksportowano 410 TWh (37 mld m³).

Główne kierunki importu gazu do Europy



źródło: Thomson Reuters

Jednym z głównych czynników, który powoduje wahania wolumenu importu gazu z kierunku wschodniego w danym okresie roku stanowi cena ropy. Elastyczna konstrukcja kontraktów zakupowych, powiązanych z ceną ropy naftowej, umożliwiła europejskim

importerom zwiększyć odbiór surowca ze wschodu w okresie niskich cen ropy i ograniczyć zakupy z innych kierunków (w zależności od rodzaju podpisanego kontraktu i formuły cenowej).

Stan magazynów gazu

Na koniec 2017 r. poziom wypełnienia magazynów w Polsce wyniósł około 78% i był wyższy do tego odnotowanego na koniec 2016 r. o 1 punkt procentowy.

Stan wypełnienia magazynów gazu w Europie na dzień 31 grudnia 2017 r.

Kraj	Stan [GWh]	Wypełnienie [%]
Austria	58 346	47%
Belgia	3 784	42%
Bulgaria	4 248	68%
Chorwacja	4 227	75%
Czechy	25 258	73%
Dania	8 887	82%
Francja	69 444	52%
Niemcy	154 536	66%
Węgry	37 694	56%
Włochy	142 314	74%
Holandia	83 861	65%
Polska	25 820	78%
Portugalia	1 842	52%
Rumunia	17 014	50%
Słowacja	25 126	66%
Hiszpania	22 098	70%
Wielka Brytania	6 988	77%
Ukraina	157 728	47%
Razem EUROPA*	691 494	65%

źródło: GIE - Gas Infrastructure Europe

* Bez uwzględnienia stanu wypełnienia magazynów dla Białorusi, Irlandii, Łotwy oraz Serbii

Postępy w realizacji projektów infrastrukturalnych na europejskim rynku gazu

Baltic Pipe

Projekt *Baltic Pipe* to strategiczny projekt infrastrukturalny mający na celu utworzenie nowego korytarza dostaw gazu na europejskim rynku. Ma on umożliwić przesyłanie gazu bezpośrednio ze złóż zlokalizowanych w Norwegii na rynki w Danii i w Polsce, a także do odbiorców w sąsiednich krajach. W 2016 r. GAZ-SYSTEM oraz duński operator systemu przesyłowego Energinet opracowali studium wykonalności dla możliwości ustanowienia nowego połączenia międzysystemowego pomiędzy dwoma rynkami krajowymi za pomocą dwukierunkowego gazociągu podmorskiego i rozbudowy krajowych sieci przesyłowych. Na podstawie pozytywnego wyniku studium określona została przepustowość *Baltic Pipe* na poziomie do 10 mld m³/rocznie do Polski oraz do 3 mld m³/r do Danii i Szwecji.

Postęp kolejnych prac nad projektem *Baltic Pipe* przedstawiał się następująco:

- W czerwcu 2017 r. premierzy Polski i Danii podpisali memorandum w sprawie gazociągu, w którym potwierdzili swoje wsparcie dla realizacji tego projektu.
- W czerwcu 2017 r. rozpoczęła się Procedura Open Season (Faza 1). Jej celem było zbadanie zapotrzebowania na przepustowość gazociągu wśród podmiotów działających na rynku gazu, a tym samym celowość podjętej inwestycji. W ramach tej procedury, uczestnicy rynku mieli możliwość zgłoszenia chęci rezerwacji odpowiedniej ilości przepustowości na danym gazociągu.
- W lipcu 2017 r. zakończyła się Faza 1 Procedury Open Season, która potwierdziła wystarczający popyt na przesył gazu ziemnego do realizacji inwestycji.
- We wrześniu 2017 r. operatorzy GAZ-SYSTEM oraz Energinet rozpoczęli Fazę 2 procedury Open Season, w ramach której oczekiwano od uczestników rynku ostatecznej deklaracji wolumenu rezerwowanej przepustowości, a następnie zawarcia umów przesyłowych na okres do 15 lat gazowych.
- W dniu 27 października 2017 r. zakończono Fazę 2 Procedury Open Season, w ramach której PGNiG złożyło wiążącą ofertę na rezerwację przepustowości w okresie od 1 października 2022 r. do 30 września 2037 r. Zobowiązanie określono na szacunkową kwotę 8,1 mld zł.
- W listopadzie 2017 r. obydwaj operatorzy uzyskali pozytywny wynik testu ekonomicznego dla projektu. W międzyczasie *Baltic Pipe* został uwzględniony w trzeciej liście projektów (projekt znalazł się również na pierwszej i drugiej liście opublikowanej odpowiednio w 2013 r. i 2015 r.) będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (PCI), opracowanej przez Komisję Europejską, co potwierdziło istotne znaczenie budowy gazociągu dla całej UE.
- W styczniu 2017 r. PGNiG podpisało umowy przesyłowe z GAZ-SYSTEM oraz Energinet.

Zgodnie z założeniami projektu do dnia 1 grudnia 2018 r. GAZ-SYSTEM oraz Energinet podejmą ostateczne decyzje inwestycyjne, od których realizacji zależy rozpoczęcie świadczenia usług przesyłowych gazu gazociągiem *Baltic Pipe*.

Nord Stream 2

Na początku września 2015 r. przedstawiciele Gazpromu, E.ON AG i BASF-Wintershall, Royal Dutch Shell, Engie (dawniej GdF Suez) i OMV podpisali prawnie obowiązujące porozumienie akcjonariuszy w sprawie budowy gazociągu Nord Stream 2. W wyniku realizacji umowy miała powstać spółka zajmująca się budową i późniejszą eksploatacją gazociągu, w której Gazprom miał posiadać 51% udziałów, a pozostali udziałowcy pakiety mniejszościowe sumujące się do 49%. Do niemieckiego oraz polskiego organu antymonopolowego złożony został wniosek o zgodę na zarejestrowanie konsorcjum odpowiedzialnego za budowę magistrali. W połowie sierpnia 2016 r. polski Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów stwierdził, że koncentracja dostaw gazu tym gazociągiem zagrozi konkurencji na rynku gazu w Polsce i innych krajach Europy Środkowo – Wschodniej. W efekcie konsorcjum nie mogło zostać powołane, a Rosja stanęła przed dylematem wyboru sposobu finansowania budowy gazociągu.

W listopadzie 2017 r. w ramach prac Komisji Europejskiej złożona została poprawka do dyrektywy gazowej będącej częścią trzeciego pakietu energetycznego. W ten sposób projekt Nord Stream 2 miałby zostać podporządkowany przepisom unijnego prawa w zakresie konieczności udostępnienia możliwości przesyłowych nie tylko przedsiębiorstw biorącym udział w projekcie, ale także pozostałym uczestnikom rynku. Z kolei w styczniu 2018 r. spółka Nord Stream 2 poinformowała na swojej stronie internetowej, że otrzymała zgodę na budowę i eksploatację morskiego odcinka gazociągu Nord Stream 2 w wodach terytorialnych Niemiec i na terenie gminy Lubmin w pobliżu Greifswaldu. Zgodnie z założeniem projektu oddanie do użytku drugiej nitki gazociągu łączącego Rosję z terytorium Niemiec ma nastąpić do końca 2019 r.

Turkish Stream

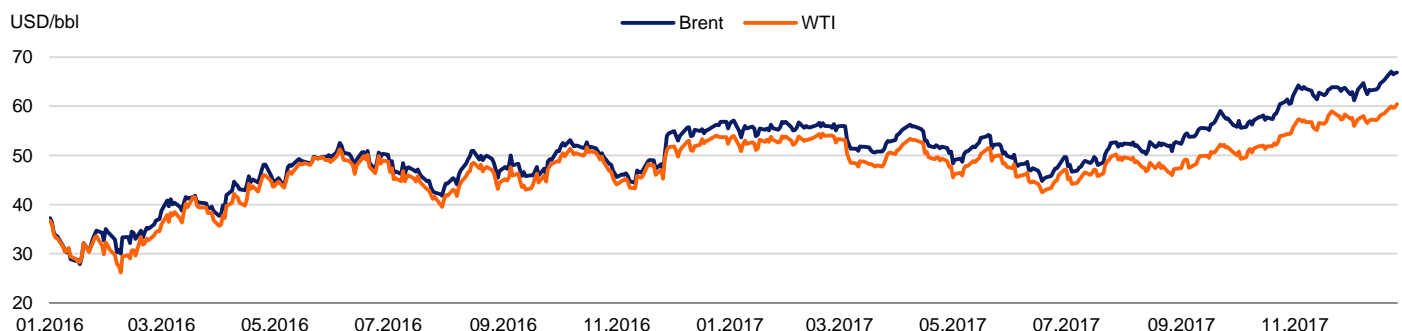
Wstrzymany pod koniec 2015 r. projekt Turkish Stream, został wznowiony 10 października 2016 r. przez Rosję i Turcję, które podpisały międzynarodową umowę dotyczącą budowy dwóch nitek gazociągu, planowane do oddania do eksploatacji w grudniu 2019 r. Jego przepustowość ma wynieść ok. 28 - 30 mld m³, czyli dwukrotnie mniej, niż pierwotnie planowano. Po uzyskaniu wymaganych zgód, w maju 2017 r. poinformowano o rozpoczęciu praktycznego etapu realizacji projektu Turkish Stream, czyli rozpoczęcia budowy morskiego odcinka gazociągu.

7.1.3. Tendencje na rynku ropy naftowej

Cena ropy na początku 2017 r. pozostawała stabilna. Wysokie ceny z grudnia 2016 r. zostały utrzymane przez I kwartał 2017 r., ponieważ państwa biorące udział w inicjatywie ograniczenia produkcji ropy (kraje OPEC oraz Rosja i inne kraje nienależące do grupy) zaczęły stopniowo realizować swoje zobowiązania. W marcu jednak nastąpił spadek ceny ropy z obawy inwestorów o pełną realizację limitów wydobycia. Ze swoich zobowiązań wywiązały się w pełni Arabia Saudyjska, Kuwejt i Angola, natomiast Zjednoczone Emiraty Arabskie oraz Wenezuela pozostawały daleko od osiągnięcia wyznaczonych celów. Ostatecznie wypracowano spadek produkcji na poziomie 90% ustalonego łącznego limitu 1,8 mln baryłek dziennie, jednak inwestorzy zwracali uwagę na możliwą nietrwałość porozumienia w obliczu braku solidarności w grupie. Co więcej, przyspieszająca produkcja ropy łupkowej w Ameryce Północnej oraz sukcesywne zwiększanie zapasów surowca w USA niwelowały wpływ ograniczenia podaży przez OPEC na cenę ropy. Krótkotrwałe odbicie odnotowano w kwietniu, gdy Departament Energii Stanów Zjednoczonych poinformował o pierwszym tygodniowym spadku zapasów ropy od początku roku. Pomimo tego, zapasy wciąż były rekordowo wysokie i cena ropy wróciła do trendu spadkowego.

Cena ropy naftowej w 2017 r.

Cena ropy Brent oraz WTI w 2016 r. i 2017 r. (kontrakt *month ahead*)



źródło: ICE - Intercontinental Exchange

Pomimo braku solidarności wśród państw deklarujących ograniczenia produkcji, grupa OPEC wraz z krajami partnerskimi zdecydowała się na przedłużenie programu o kolejne 9 miesięcy. Rynek zareagował gwałtownym wzrostem ceny, jednak już po kilku dniach optymizm został ostudzony przez dane o rosnącym wydobyciu w Libii i Nigerii, które z uwagi na skutki wojen domowych były zwolnione z udziału w programie. Tempo wzrostu wydobycia w wymienionych krajach, w połączeniu z rekordowo wysokimi zapasami ropy w Stanach Zjednoczonych, zmniejszyło wiarę inwestorów w pozytywny efekt zmniejszonej podaży ze strony państw OPEC w kolejnych 9 miesiącach. Cena ropy spadła do rocznego minimum wynoszącego 44,82 dolarów za baryłkę w dniu 21 czerwca.

Od lipca 2017 r. obserwowany jest stały trend wzrostowy, a impulsem do wyższych cen była informacja o pierwszym od 24 tygodni spadku liczby czynnych odwiertów w USA, a także deklaracje Arabii Saudyjskiej o dalszym zmniejszaniu eksportu oraz pogłoski o chęci przedłużenia porozumienia OPEC. Pod koniec sierpnia w amerykańskie wybrzeże uderzył huragan Harvey, który ograniczył

produkcję w amerykańskich rafineriach o ponad 25%. Napięta sytuacja na Bliskim Wschodzie spowodowana dążeniami niepodległościowymi Kurdystanu, Huragan Nate, który wstrzymał 90% produkcji ropy w Zatoce Meksykańskiej oraz dalsze zmniejszanie zapasów ropy w USA, były kolejnymi czynnikami stojącymi za wzrostami cen. Pod koniec listopada podczas szczytu OPEC w Wiedniu uchwalono przedłużenie ograniczenia wydobycia do końca 2018 r.

✓ Popyt oraz podaż ropy na świecie

mld bbl	Popyt		Podaż	
	2016	2017	2016	2017
OECD	46,75	47,20	26,54	27,29
w tym USA	19,69	19,87	14,85	15,56
poza OECD	50,12	51,30	70,67	70,65
w tym Chiny	12,81	13,26	4,87	4,78
w tym kraje byłego ZSRR	-	-	14,22	14,33
w tym OPEC	-	-	39,23	39,28
Świat	96,87	98,50	97,21	97,94

źródło: EIA

Średnie zapotrzebowanie na ropę naftową w 2017 r. wzrosło o 1,5% względem roku poprzedniego i wyniosło 98,39 miliona baryłek dziennie. Zapotrzebowanie na ropę w grupie największych światowych konsumentów spoza OECD wzrosło najsilniej w Chinach, o 3,1%. Pozostałe kraje azjatyckie również zanotowały wzrost zapotrzebowania, średnio o 2,8%.

Podaż ropy na świecie została zwiększona w 2017 r. o 0,8% względem roku poprzedniego. Produkcja najmocniej wzrosła w Stanach Zjednoczonych – o 4,4%, czyli ok. 0,66 mln baryłek dziennie. Wydobycie zostało zwiększone również przez kraje dawnego Związku Radzieckiego - 0,11 mln baryłek dziennie. Minimalny wzrost o 80 tys. baryłek dziennie odnotowano również w krajach grupy OPEC pomimo wdrażania programu ograniczenia produkcji.

Stany Zjednoczone, obserwując sytuację na rynku ropy, podjęły decyzję o intensyfikacji wydobycia surowca. W 2017 r. nastąpił gwałtowny wzrost liczby odwiertów ropy osiągając najwyższy w historii poziom 768 odwiertów w połowie sierpnia. Po tym okresie liczba czynnych odwiertów ropy nieznacznie spadła i zachowała stabilny poziom. Średnie dobowe wydobycie w USA wyniosło 15,51 mln baryłek dziennie, co stanowi wzrost o 4,5% w stosunku do danych z 2016 r. Ilość odwiertów gazu wzrosła w 2017 r. o blisko 35%.

7.1.4. Perspektywy rynku ropy naftowej i gazu ziemnego

W ostatni dzień notowań w 2017 r. ropa na giełdach paliw była wyceniana blisko najwyższych poziomów od ponad 2 lat – cena ropy Brent *front month* na giełdzie ICE wyniosła ponad 66 USD/bbl, a cena WTI *front month* na giełdzie NYMEX – ponad 60 USD/bbl. Prognozy cen ropy na 2018 r. są skrajnie rozbieżne. Cześć analityków przewiduje, że ceny surowca mogą wzrosnąć nawet do 80 USD/bbl, powołując się m.in. na ryzyka geopolityczne, a tym samym na zmniejszoną dostawę ropy na rynek. Inni prognozują spadek cen na skutek silnej podaży surowca z USA. Gwałtowny wzrost wydobycia ropy z amerykańskich złóż łupkowych od wielu lat istotnie hamuje wzrost cen ropy na świecie, co może doprowadzić do obniżenia cen ropy na światowych giełdach poniżej 55 USD/bbl.

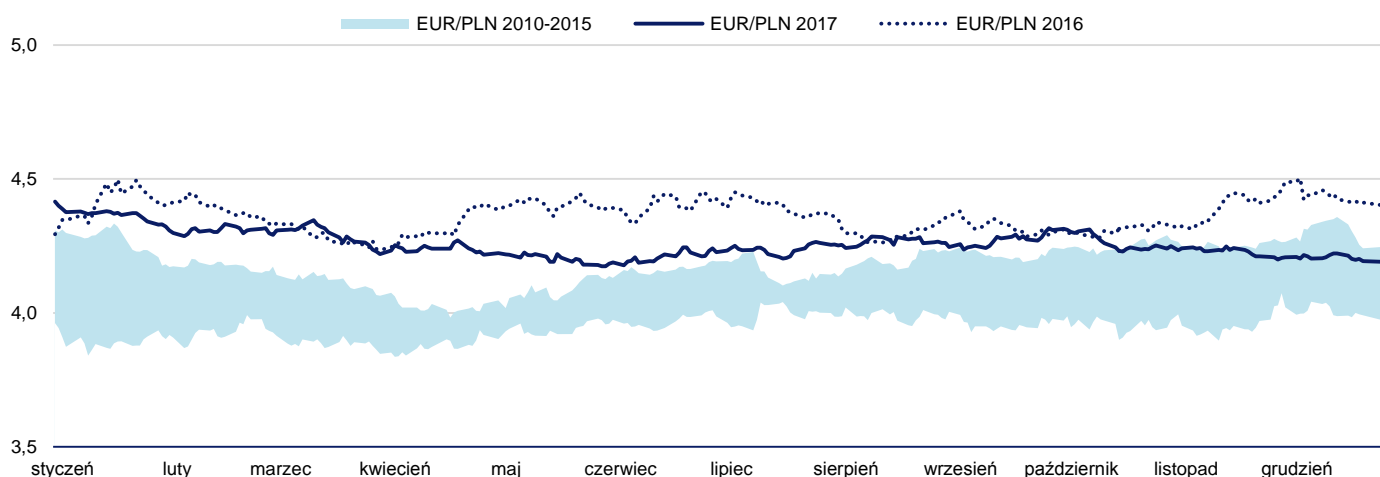
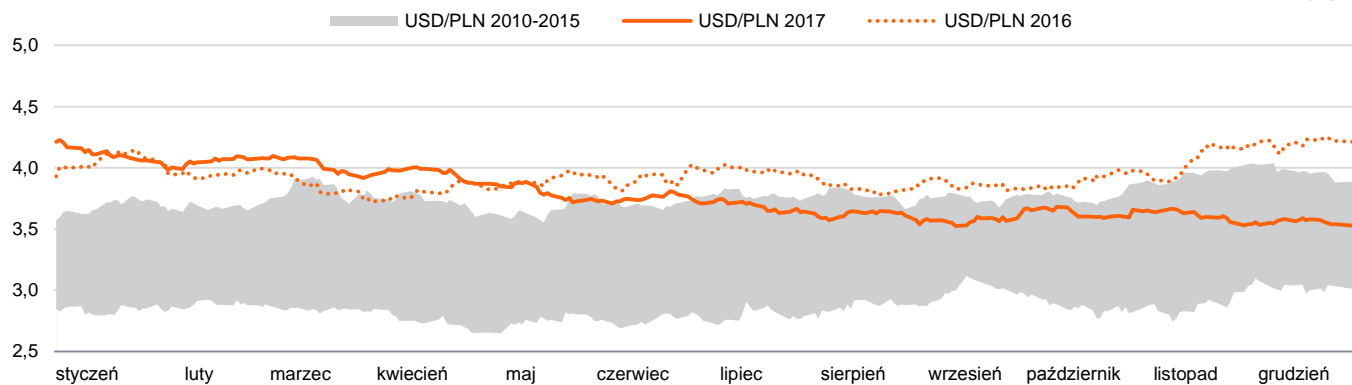
Giełdy gazu ziemnego w ostatni dzień handlowy 2017 r. zanotowały osłabienie cen spotowych we wszystkich obserwowanych obszarach – cena instrumentu spot na GASPOOL wyniosła niespełna 19 EUR/MWh. Spadały również ceny wszystkich kontraktów terminowych w Holandii oraz większości kontraktów w Niemczech i w Wielkiej Brytanii, co miało miejsce pomimo umocnień cen kontraktów na ropę i węgiel.

Wielu analityków prognozuje dalszy spadek cen gazu w 2018 r. nie tylko z powodu wysokiego poziomu wydobycia ropy naftowej w USA, ale również imponującego wzrostu produkcji gazu ziemnego za oceanem. Według danych EIA wielkość wydobycia w samym 2018 r. w USA może wzrosnąć o blisko 7 mld m³.

7.1.5. Kursy walut EUR/PLN, USD/PLN

Polski złoty w 2017 r. wyraźnie umocnił się względem najważniejszych światowych walut – dolara i euro. Wpływ na to mogła mieć bardzo dobra sytuacja gospodarcza kraju – wzrost PKB w Polsce był najwyższy od 5 lat, a bezrobocie jedno z najniższych w historii.

Na międzynarodowym rynku walutowym w 2017 r. spadek wartości zanotował dolar amerykański. Na początku roku – 4 stycznia – kurs EUR/USD oscylował na poziomie 1,046 EUR/USD, tym czasem na koniec roku wyniósł on około 1,2 EUR/USD. Zdaniem części analityków było to podyktowane bardzo dobrymi wynikami strefy euro, które zostały dodatkowo wzmocnione polityką zwiększania stóp procentowych Europejskiego Banku Centralnego. Podwyżka stóp procentowych w grudniu 2017 r. przez System Rezerwy Federalnej USA (FED) nie zmieniła sytuacji dolara, który pod koniec roku nadal tracił swoją wartość względem euro. Wpływ na dalszą sytuację amerykańskiej waluty mieć będzie polityka FED realizowana w 2018 r., w ramach której zapowiedziano kolejne podwyżki stóp. Prognozy analityków związane z zachowaniem polskiej waluty w 2018 r. są zróżnicowane. Z jednej strony spodziewany jest dalszy dynamiczny wzrost PKB w Polsce oraz oczekiwania dotyczące podniesienia stóp procentowych, co może sprzyjać dalszemu umacnianiu. Z drugiej jednak strony zainteresowanie inwestorów może zostać skierowane ku walutom względnie tańszymi niż obecnie jest złoty – to może doprowadzić do wzrostu kursów USD/PLN oraz EUR/PLN.



7.2. Wyniki finansowe

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej PGNiG i GK PGNiG w 2017 r. zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej zestawieniach.

7.2.1. Wybrane dane finansowe PGNiG

Wybrane dane finansowe PGNiG (w mln zł)

	2017	2016	Zmiana r/r
Przychody ze sprzedaży:	19 061	17 183	1 878
Koszty operacyjne razem, w tym	(17 968)	(15 902)	(2 066)
Amortyzacja	(766)	(767)	1
Zysk z działalności operacyjnej	1 094	1 281	(187)
Zysk przed opodatkowaniem	2 290	2 851	(561)
Zysk netto	2 034	2 576	(542)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	862	2 502	(1 640)
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(88)	(200)	112
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(4 017)	(2 001)	(2 016)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	(3 243)	301	(3 544)
	2017	2016	
Aktywa razem	33 447	35 769	(2 322)
Aktywa trwałe (długoterminowe)	24 234	25 759	(1 525)
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym	9 213	10 010	(797)
Zapasy	2 231	1 942	289
Zobowiązania i kapitał własny razem	33 447	35 769	(2 322)
Kapitał własny razem	26 033	25 228	805
Zobowiązania długoterminowe razem	2 288	2 144	144
Zobowiązania krótkoterminowe razem	5 126	8 397	(3 271)
Zobowiązania razem	7 414	10 541	(3 127)

Rentowność

	2017	2016
EBIT	1 094	1 281
zysk operacyjny		
EBITDA	1 860	2 048
zysk operacyjny + amortyzacja		
ROE	7,8%	10,2%
zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu		
Rentowność sprzedaży netto	10,7%	15,0%
zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży		
ROA	6,1%	7,2%
zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu		

Płynność

	31 grudnia 2017	31 grudnia 2016
Wskaźnik bieżącej płynności		
aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	2,0	1,3
Wskaźnik szybki płynności		
aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	1,5	1,0

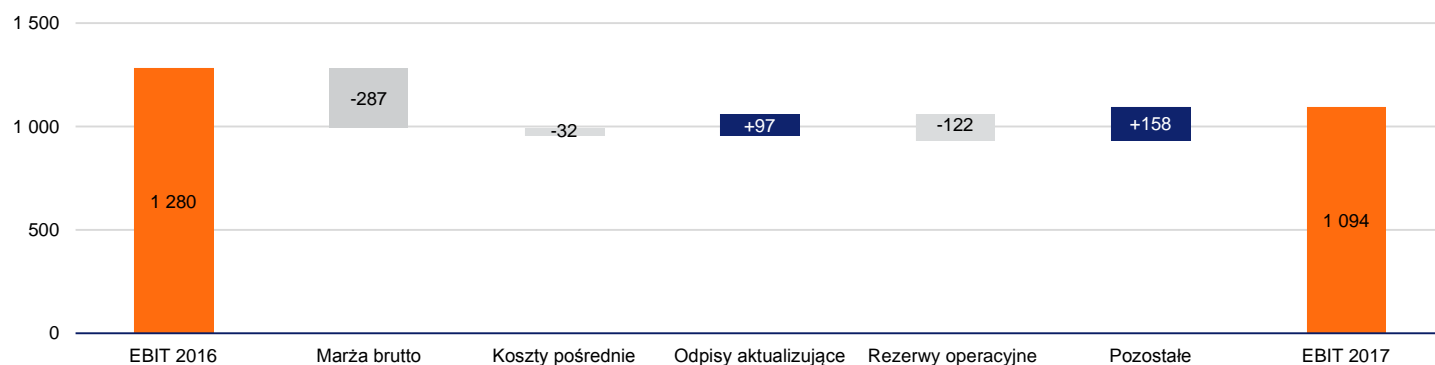
Zadłużenie

	31 grudnia 2017	31 grudnia 2016
Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem		
suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	22,2%	29,5%
Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem		
suma zobowiązań do kapitału własnego	28,5%	41,8%

Omówienie wyników finansowych PGNiG

W 2017 r. PGNiG odnotowało zysk z działalności operacyjnej (EBIT) na poziomie 1 094 mln zł, a więc niższy o 187 mln zł niż w roku ubiegłym. Zmiany w EBIT pomiędzy wynikami za lata 2016 i 2017 zostały zaprezentowane na poniższym wykresie.

Zmiany w EBIT pomiędzy latami 2016-2017



Na spadek EBIT w 2017 r. o 187 mln zł w stosunku do 2016 r. wpływ miała przede wszystkim:

- niższa marża na sprzedaży gazu wysokometanowego, częściowo zrekompensowana poprzez osiągnięcie wyższej marży na sprzedaży gazów zaazotowanych oraz sprzedaży ropy naftowej,
- wyższy poziom odpisów aktualizujących i rezerw operacyjnych.

Marża na sprzedaży usług, towarów i materiałów oraz pozostałych produktów, w tym: energii elektrycznej, helu, LPG, siarki zanotowała nieznaczny spadek w relacji do 2016 r. Wynik EBIT został poprawiony przez następujące czynniki:

- niższy poziom odpisów aktualizujących, w szczególności dotyczących środków trwałych oraz środków trwałych w budowie,
- wyższy wynik na transakcjach terminowych.

Wynik na działalności finansowej w 2017 r. w relacji do 2016 r. spadł o 375 mln zł w rezultacie otrzymania niższych o 432 mln zł dywidend od spółek zależnych.

W porównaniu do 2016 r., odnotowano istotny spadek wartości aktywów trwałych – ich wartość na dzień 31 grudnia 2017 r. była o 1 525 mln zł niższa. Miał na to wpływ przede wszystkim niższy o 1 609 mln zł r/r poziom udzielonych przez PGNiG pożyczek i kredytów długoterminowych (przeklasyfikowanie do aktywów obrotowych). Stan zobowiązań na koniec 2017 r. wyniósł 7 414 mln zł i był niższy od poziomu z dnia 31 grudnia 2016 r. o 3 127 mln zł (30%). Wpływ na to miał przede wszystkim spadek zobowiązań krótkoterminowych o 3 271 mln r/r wynikający ze spłaty części zadłużenia z tytułu obligacji i pożyczek. W konsekwencji zauważalny jest również znaczący spadek stanu środków pieniężnych.

Sytuacja finansowa Spółki odzwierciedlona została w podstawowych wskaźnikach charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej. Wskaźniki rentowności kapitałów własnych (ROE), aktywów ogółem (ROA) i sprzedaży netto spadły odpowiednio z 10,2% do 7,8%, z 7,2% do 6,1% i z 15,0% do 10,7%.

7.2.2. Wybrane dane finansowe GK PGNiG

Wybrane dane finansowe GK PGNiG (w mln zł)

	2017	2016	Zmiana r/r
Przychody ze sprzedaży	35 857	33 196	2 661
Koszty operacyjne razem, w tym	(31 947)	(29 836)	(2 111)
Amortyzacja	(2 669)	(2 614)	(55)
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	3 910	3 360	550
Zysk przed opodatkowaniem	3 922	3 210	712
Zysk netto	2 921	2 349	572
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	4 816	5 922	(1 106)
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(3 863)	(3 842)	(21)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(4 204)	(2 269)	(1 935)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	(3 251)	(189)	(3 062)
	2017	2016	
Aktywa razem	48 203	49 672	(1 469)
Aktywa trwałe (długoterminowe)	36 364	36 236	128
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym	11 839	13 436	(1 597)
Zapasy	2 748	2 510	238
Zobowiązania i kapitał własny razem	48 203	49 672	(1 469)
Kapitał własny razem	33 627	32 016	1 611
Zobowiązania długoterminowe razem	7 004	7 303	(299)
Zobowiązania krótkoterminowe razem	7 572	10 353	(2 781)
Zobowiązania razem	14 576	17 656	(3 080)

Rentowność

	2017	2016
EBIT		
zysk operacyjny	3 910	3 360
EBITDA		
zysk operacyjny + amortyzacja	6 579	5 974
EBITDA skorygowana		
zysk operacyjny + amortyzacja + odpisy z tytułu trwałej utraty wartości majątku trwałego	7 012	6 811
ROE		
zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	8,7%	7,3%
Rentowność sprzedaży netto		
zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży	8,2%	7,1%
ROA		
zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	6,1%	4,7%

Płynność

	2017	2016
Wskaźnik bieżącej płynności		
aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	1,8	1,5
Wskaźnik szybki płynności		
aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	1,4	1,2

Zadłużenie

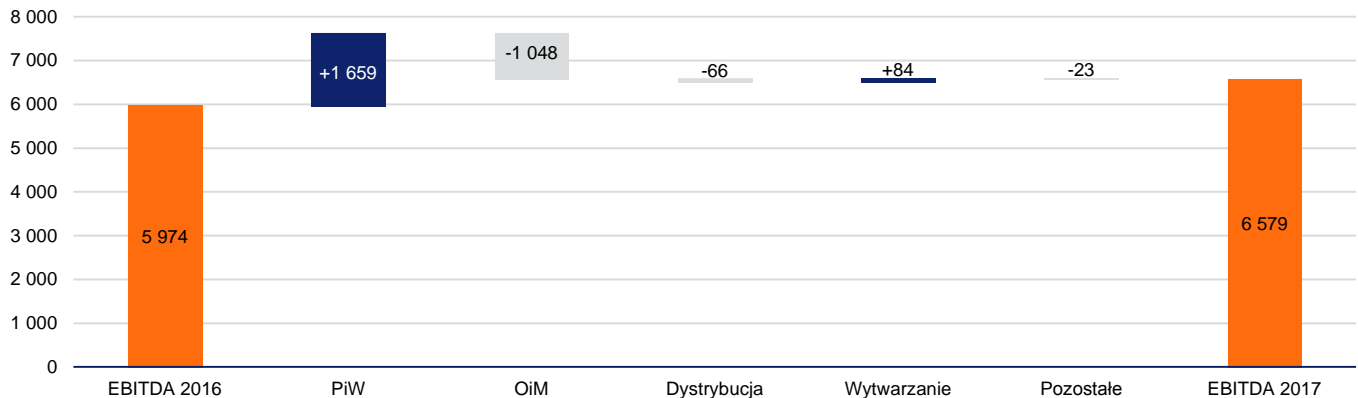
	2017	2016
Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem		
suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	30,2%	35,5%
Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem		
suma zobowiązań do kapitału własnego	43,3%	55,1%

Omówienie wyników finansowych GK PGNiG

W 2017 r. przychody GK PGNiG wyniosły 35 857 mln zł, i były o 2 661 mln zł (8%) wyższe niż w roku poprzednim, w którym osiągnęły poziom 33 196 mln zł. Pomimo wyższych rok do roku o 7% kosztach operacyjnych wynoszących 31 947 mln zł, GK PGNiG wypracowała skonsolidowany wynik na działalności operacyjnej (EBIT) w wysokości 3 910 mln zł (wzrost o 16% r/r). Wynik z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA) wyniósł 6 579 i był o 605 mln zł (10%) wyższy w stosunku do roku poprzedniego.

Wynik ten osiągnięto w warunkach wyższych cen ropy naftowej i gazu ziemnego na rynkach światowych i jednocześnie postępującej liberalizacji rynku gazu w Polsce. Prowadzone działania sprzedażowe przy nieznacznie niższych rok do roku temperaturach (spadek o 0,2°C) pozwoliły na zwiększenie wolumenu gazu sprzedanego przez GK PGNiG – z 24,3 mld m³ w 2016 r. do poziomu 26,8 mld m³ w 2017 r.

Zmiany w EBITDA pomiędzy latami 2016-2017



* Dane przekształcone według nowej segmentacji działalności GK PGNiG

Poszukiwanie i Wydobycie (PiW)

Segment Poszukiwanie i Wydobycie na koniec 2017 r. zanotował zysk na działalności operacyjnej w wysokości 2 805 mln zł. Wynik ten był o 1 667 mln zł wyższy niż osiągnięty w poprzednim roku. Na poziomie EBITDA wypracowano zysk w wysokości 3 865 mln zł, co jest wynikiem wyższym od wyniku roku poprzedniego o 1 659 mln zł (75%). Przychody segmentu wzrosły o 829 mln zł, do poziomu 6 118 mln zł (wzrost o 16%), w relacji do przychodów uzyskanych w 2016 r.

W 2017 r. odnotowano spadek wolumenu sprzedaży ropy naftowej (o 6% r/r). Wpływ na to miały głównie przestoje w Norwegii: wyłączenie z eksploatacji dwóch odwiertów na złożu Skarv oraz przestój technologiczny na złożu Vale. Mimo tego, GK PGNiG odnotowała wzrost przychodów w segmencie ze sprzedaży ropy naftowej o 256 mln zł (16%). Było to skutkiem wzrostu cen ropy naftowej na światowych rynkach (średnia kwartalna cena ropy Brent wyrażona w zł była wyższa o ok. 18% w stosunku do wartości z analogicznego okresu roku poprzedniego).

Spadek kosztów operacyjnych o 837 mln zł (20%) w segmencie był efektem istotnie niższych wartości odpisów aktualizujących wartość składników majątku trwałego, które w 2017 r. obciążały wynik segmentu kwotą 79 mln zł, w stosunku do 771 mln zł w 2016 r.

Obrót i Magazynowanie (OiM)

Strata operacyjna segmentu Obrót i Magazynowanie wyniosła w 2017 r. -640 mln zł, będąc wynikiem o 1 045 mln zł gorszym od zysku na poziomie +405 mln zł osiągniętym w 2016 r. Na poziomie EBITDA wykazano stratę w wysokości -435 mln zł, co jest wynikiem niższym o 1 049 mln zł w porównaniu do 2016 r. gdy Grupa wypracowała wynik na poziomie +614 mln zł. Przychody segmentu ukształtowały się na poziomie 30 495 mln zł, o 2 315 mln zł (8%) wyższym w stosunku do poprzedniego roku.

W 2017 r. nastąpił istotny wzrost kosztów operacyjnych segmentu (o 3 360 mln zł, czyli 12%). Gorszy wynik segmentu jest efektem wpływu wyższych cen ropy naftowej na koszt pozyskania gazu i w efekcie przełożyło się na słabszą marżowość. Ponadto wyniki segmentu w 2017 r. zostały obniżone o 364 mln zł w wyniku zawiązania odpisów z tytułu utraty wartości majątku trwałego (w 2016 r. wpływ odpisów -12 mln zł) oraz o 54 mln z tytułu odpisów na zapasy (w tym gazu w PMG), podczas gdy w 2016 r. rozwiązanie odpisów poprawiło wyniki segmentu o niemal 200 mln zł.

Stan zapasów gazu należącego do PGNiG w podziemnych magazynach gazu wysokometanowego na koniec 2017 r. wynosił ok. 2,3 mld m³ i był zbliżony do stanu na koniec roku poprzedniego, w którym zapas ten wyniósł 2,2 mld m³.

Dystrybucja

Wynik operacyjny segmentu Dystrybucja w 2017 r. zmniejszył się o 4% wobec 2016 r. i osiągnął poziom 1 568 mln zł, natomiast powiększony o amortyzację (EBITDA) wyniósł 2 493 mln zł, czyli o 66 mln zł mniej niż rok wcześniej.

W 2017 r. odnotowano wzrost przychodów ze sprzedaży o 22 mln zł podczas gdy przychody z usługi dystrybucyjnej o 209 mln zł, czyli 5% r/r przy wolumenie dystrybucji sięgającym 11,7 mld m³ (wyższym o 7% r/r). Koszty poniesione w 2017 r. były nieznacznie wyższe (o 89 mln zł, czyli 3% r/r). Na zwiększenie kosztów w segmencie główny wpływ miał m.in.: wzrost kosztów pracowniczych (1 149 mln zł w 2017 r. vs 995 mln zł w 2016 r.).

Wytwarzanie

Wynik operacyjny segmentu w 2017 r. wyniósł 425 mln zł i był wyższy o 26 mln zł w 2016 r. Na poziomie EBITDA osiągnięto wynik w wysokości 843 mln zł, o 84 mln zł i 11% wyższy r/r. Przychody segmentu wyniosły 2 251 mln zł – o 56 mln zł więcej niż w 2016 r. Wyniki segmentu w 2017 r. zostały w większym stopniu niż w 2016 r. wsparte przez wyniki spółki PGNiG TERMIKA EP, w skład której weszły Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. i Spółka Energetyczna Jastrzębie S.A. W 2017 r. jej kontrybucja do wyniku EBITDA wyniosła 96 mln zł (28 mln zł w 2016 r.).

Na wynik segmentu wpływ miał wzrost wolumenu sprzedaży ciepła o ponad 6% r/r oraz zwiększenie ilości sprzedanej energii elektrycznej z produkcji (o 8% r/r) przy jednoczesnym wzroście średniej ceny energii elektrycznej w okresie o 0,71 PLN/MWh. Wraz za wzrostem ilości spółek w segmencie, wzrosły koszty operacyjne.

Wahania wyników finansowych

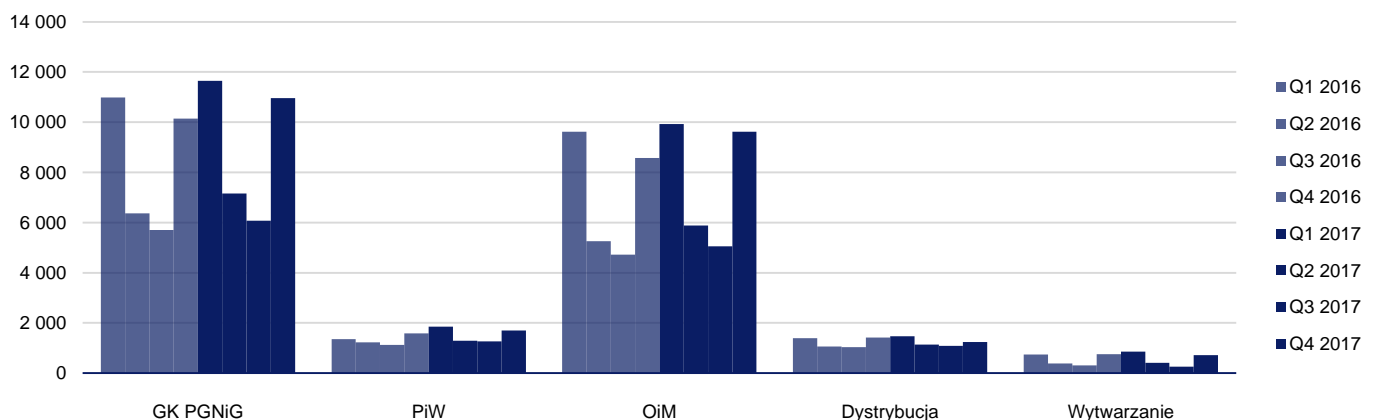
Obrót, dystrybucja i magazynowanie paliw gazowych, jak również wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji, stanowiące oprócz poszukiwań i wydobycia węgłowodorów, podstawowy przedmiot działalności GK PGNiG, w dużym stopniu podlegają wahaniom sezonowym.

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.

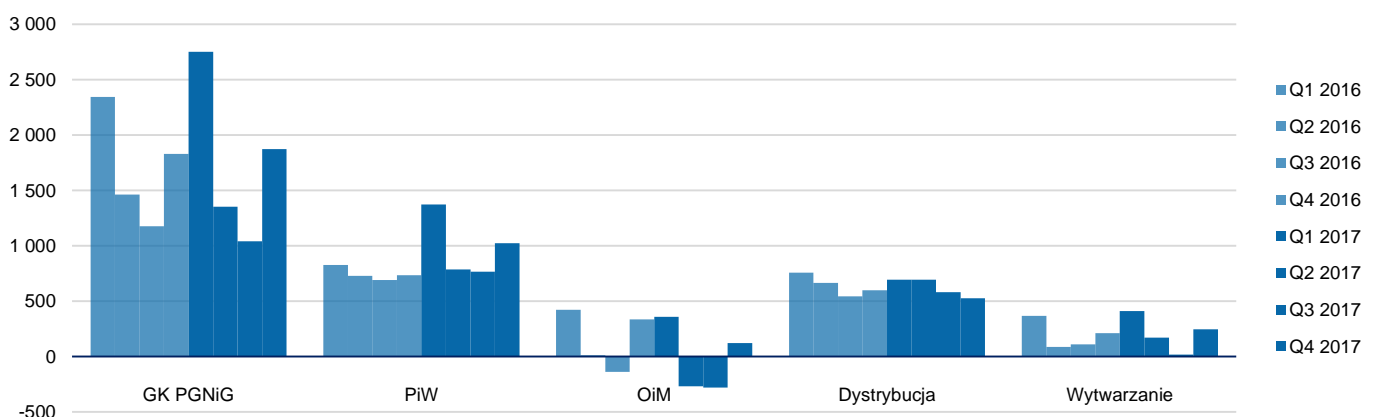
Z uwagi na konieczność zapewnienia nieprzerwanych dostaw w okresie szczytowego zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny oraz ze względu na utrzymanie bezpieczeństwa dostaw gazu, konieczne jest zapełnienie podziemnych magazynów gazu w okresie letnim oraz zwiększenie zamówień na moce w systemie przesyłowym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

Wyniki segmentów podlegają również znaczącym wahaniom spowodowanym zmianami cen produktów. Ponadto, wyniki segmentu Poszukiwanie i Wydobycie odzwierciedlają zmienność profilu produkcji ze złóż węgłowodorów.

Wahania przychodów ze sprzedaży GK PGNiG w latach 2016-2017



Wahania EBITDA GK PGNiG (skorygowanej o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości majątku trwałego) w latach 2016-2017



2017						
mln zł	GK PGNiG	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	
EBITDA I kw	2 769	1 376	358	692	409	
Skor. EBITDA I kw.	2 750	1 371	358	692	409	
EBITDA II kw	1 408	863	(268)	692	170	
Skor. EBITDA II kw.	1 352	785	(268)	693	170	
EBITDA III kw	1 079	798	(280)	581	22	
Skor. EBITDA III kw.	1 039	765	(280)	580	17	
EBITDA IV kw	1 323	828	(244)	529	241	
Skor. EBITDA IV kw.	1 872	1 023	120	525	244	

2016						
mln zł	GK PGNiG	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	
EBITDA I kw	2 393	879	422	758	362	
Skor. EBITDA I kw.	2 344	826	422	758	355	
EBITDA II kw	737	17	8	665	87	
Skor. EBITDA II kw.	1 463	727	11	665	86	
EBITDA III kw	1 138	654	(140)	542	110	
Skor. EBITDA III kw.	1 176	689	(140)	544	110	
EBITDA IV kw	1 705	656	323	594	200	
Skor. EBITDA IV kw.	1 828	734	334	597	211	

Program Poprawy Efektywności

Od maja 2014 r. do grudnia 2016 r. obowiązywał w GK PGNiG Program Poprawy Efektywności, którego głównym celem była optymalizacja kosztów operacyjnych. Realizacja działań w perspektywie całego programu w latach 2014-2016 przyczyniła się do obniżenia kosztów o 831 mln zł. Obecnie działania służące zwiększeniu efektywności GK PGNiG realizowane są zgodnie z przyjętą strategią Grupy PGNiG, a Program Poprawy Efektywności został zamknięty w kwietniu 2017 r.

Sprawozdanie z sytuacji finansowej

Bilans na dzień 31 grudnia 2017 r. wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 48 203 mln zł, która jest niższa od wartości na koniec 2016 r. o 1 469 mln zł, czyli -3%.

Aktywa

Największą pozycję aktywów GK PGNiG stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których wartość na dzień 31 grudnia 2017 r. wyniosła 32 452 mln zł i była o 697 mln zł (2%) niższa od stanu na dzień 31 grudnia 2016 r. Saldo odpisów aktualizujących te aktywa w stosunku do końca poprzedniego roku wzrosło o 280 mln zł. Pozycja inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności, w stosunku do końca poprzedniego roku, wzrosła o 372 mln (30%), co jest wynikiem zakupu udziałów w spółkach: Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. oraz Polimex-Mostostal S.A.

Aktywa obrotowe GK PGNiG na koniec 2017 r. wynosiły 11 839 mln i były o 1 597 mln (12%) niższe niż na koniec 2016 r. Wpływ na spadek aktywów obrotowych miał przede wszystkim spadek środków pieniężnych i ich ekwiwalentów o 3 251 mln zł (56%). Jednocześnie należy zauważyć istotny wzrost poziomu należności, które na koniec 2017 r. wyniosły 5 781 mln zł, czyli o 1 493 (35%) więcej niż na koniec 2016 r.

Kapitał własny i zobowiązania

Podstawowym źródłem finansowania aktywów GK PGNiG jest kapitał własny, którego wartość na koniec 2017 r. wynosiła 33 627 mln zł, co oznacza wzrost o 1 611 mln zł (5%) w relacji do 2016 r. Na zmianę poziomu kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim osiągnięty w bieżącym okresie zysk netto, w wysokości 2 921 mln zł oraz wypłata dywidendy za rok poprzedni w wysokości 1 156 mln zł.

Stan zobowiązań długoterminowych na koniec 2017 r. wyniósł 7 004 mln zł i był niższy od poziomu z dnia 31 grudnia 2016 r. o 299 mln zł (4%). Na dzień 31 grudnia 2017 r. GK PGNiG posiadała zobowiązania krótkoterminowe na poziomie 7 572 mln zł, co oznacza spadek o 2 781 mln zł (27%) w relacji do końca 2016 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 wzrostem kapitałów własnych oraz spadkiem zobowiązań krótkoterminowych poprawie uległy wskaźniki: obciążenia zobowiązaniami ogółem oraz obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem. Wskaźniki obniżyły się odpowiednio z 35,5% do 30,2% i z 55,1% do 43,3%.

Na skutek istotnie niższego poziomu zobowiązań r/r, nastąpił wzrost wskaźników płynności: wskaźnik bieżącej płynności osiągnął wartość 1,8 wobec poziomu 1,5 z końca grudnia 2016 r., natomiast wskaźnik szybkiej płynności wyniósł w bieżącym okresie 1,4 w stosunku do poziomu 1,2 z końca poprzedniego roku.

Istotne transakcje zawarte z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż rynkowe

W 2017 r. PGNiG oraz spółki od niej zależne nie zawierały żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż rynkowe.

7.2.3. Wybrane dane finansowe kluczowych spółek zależnych

PGNiG UN (mln NOK)	2017	2016	PGNiG OD (mln zł)	2017	2016
Przychody ze sprzedaży	2 463	2 227	Przychody ze sprzedaży	11 934	11 560
EBITDA	1 779	1 348	EBITDA	432	(36)
EBIT	872	455	EBIT	428	(42)
Zysk/strata netto	21	(55)	Zysk/strata netto	346	(30)
Aktywa ogółem	8 394	8 433	Aktywa ogółem	2 549	2 459
Kapitał własny	594	573	Kapitał własny	1 056	714

PST (mln EUR)	2017	2016	GK PSG (mln zł)	2017	2016
Przychody ze sprzedaży	1 077	571	Przychody ze sprzedaży	4 937	4 757
EBITDA	(1)	5	EBITDA	2 469	2 460
EBIT	(2)	5	EBIT	1 535	1 525
Zysk/strata netto	(2)	2	Zysk/strata netto	1 250	1 246
Aktywa ogółem	199	160	Aktywa ogółem	14 834	14 746
Kapitał własny	7	9	Kapitał własny	11 937	11 858

PGNiG TERMIKA (mln zł)	2017	2016
Przychody ze sprzedaży	1 925	2 033
EBITDA	744	731
EBIT	381	385
Zysk/strata netto	228	241
Aktywa ogółem	5 718	5 281
Kapitał własny	3 418	2 892

7.3. 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.

Na wyniki realizowane przez GK PGNiG istotny wpływ będzie miała także sytuacja na krajowym rynku walutowym. Umocnienie się złotego względem walut obcych (głównie względem dolara amerykańskiego) będzie oddziaływać pozytywnie na wyniki segmentu Obrót i Magazynowanie, obniżając koszt importu gazu ziemnego przez PGNiG, przy czym należy zaznaczyć, iż w wyniku prowadzonej przez spółki GK PGNiG polityki zabezpieczeń, wpływ zmian kursów walutowych na wyniki jest optymalizowany.

Na sytuację finansową GK PGNiG wpłynie także stanowisko Prezesa URE odnośnie poziomu taryf sprzedaży i dystrybucji paliw gazowych oraz sprzedaży ciepła. Dodatkowo, postępująca liberalizacja rynku gazu w Polsce będzie w dalszym ciągu wywoływać presję na wyniki realizowane przez spółki GK PGNiG świadczące usługi sprzedaży gazu działające w segmencie Obrót i Magazynowanie. Efektem konkurencyjnej walki o klienta są m.in. programy rabatowe kierowane do klientów oraz zmiany warunków cenowych na rynkowe. Powyższe czynniki mogą wpłynąć na obniżenie rentowności segmentu Obrót i Magazynowanie poprzez zmniejszenie uzyskiwanych marż na sprzedaży.

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

W przypadku segmentu Wytwarzanie ważnym z punktu widzenia działalności GK PGNiG będzie kształt programów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz ze źródeł odnawialnych. Zmiany 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 oraz budowy sektora elektroenergetycznego.

Planowane nakłady inwestycyjne¹⁾ na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w 2018 r.

		w mln zł	2018 ²⁾
I.	Poszukiwanie i Wydobywanie, w tym:		2 327
1	Norwegia		386
2	Pakistan		193
3	Libia		6
II.	Obrót i Magazynowanie		160
III.	Dystrybucja		2 159
IV.	Wytwarzanie		1 068
V.	Pozostałe segmenty		183
VI.	Nakłady inwestycyjne łącznie (I-V)		5 897
	w tym PGNiG		2 094

1) w tym m.in. skapitalizowane koszty finansowania zewnętrznego

2) planowane nakłady nie uwzględniają wydatków na potencjalne akwizycje

Powyższe wartości nie obejmują potencjalnych wydatków na akwizycje złóż węglowodorów lub akwizycje w sektorze elektroenergetycznym.

GK PGNiG dokonując analiz zamierzeń inwestycyjnych na 2017 r. i lata następne wzięła pod uwagę możliwości finansowe w tym zakresie. W analizie uwzględniono dostępne źródła finansowania zewnętrznego oraz środki własne z uwzględnieniem przepływów generowanych w ramach bieżącej działalności. Tym samym można stwierdzić, że GK PGNiG posiada wystarczające środki finansowe na realizację planowanych zamierzeń inwestycyjnych.

7.4. Kredyty i pożyczki

Umowy kredytów zawarte w 2017 r.

W 2017 r. GK PGNiG zawarła umowy kredytowe na łączną kwotę 355 mln zł.

Najistotniejsze umowy kredytów GK PGNiG na 31 grudnia 2017 r.

Bank	Wartość zaciągniętego kredytu w mln	Waluta	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
Konsorcjum 8 banków	400	USD	LIBOR USD/EURIBOR ⁺ +1,55%**	obrotowy/ inwestycyjny	13.08.2022
Bank Gospodarstwa Krajowego	271	PLN	WIBOR 1M+0,99%	długoterminowy	27.08.2027
Deutsche Bank	35	EUR	EONIA+0,0085%	w rachunku bieżącym, krótkoterminowy	-
PKO Bank Polski	20	EUR	EURIBOR 1M+0,95%	w rachunku bieżącym, krótkoterminowy	31.03.2018

* kredyt wielowalutowy, może być zaciągany w USD i w EUR; okresy odsetkowe mogą być różne – 1M, 3M lub 6M

** w latach 2016 i 2017 oprocentowanie wyniesie LIBOR USD/EURIBOR+1,80%

Umowy kredytów wypowiedziane w 2017 r.

W trakcie 2017 r. GK PGNiG nie wypowiedziała istotnych umów kredytowych.

Umowy pożyczek zawarte w 2017 r.

W trakcie 2017 r. GK PGNiG nie udzieliła istotnych pożyczek. Szczegółowe informacje na temat pożyczek udzielonych przez PGNiG spółkom zależnym i innym spółkom powiązanym zaprezentowane zostały w nocie 7.4 Sprawozdania jednostkowego.

7.5. Programy emisji papierów wartościowych

W 2017 r. GK PGNiG mogła emitować obligacje w ramach następujących programów:

- programu emisji obligacji z 10 czerwca 2010 r.,
- programu emisji obligacji z 22 maja 2012 r.,
- programu emisji obligacji z 2 października 2014 r.,
- programu emisji obligacji z 21 grudnia 2017 r.,
- programu emisji euroobligacji z 25 sierpnia 2011 r. emitowanych przez PGNiG Finance AB,
- programu emisji obligacji z 4 lipca 2012 r. emitowanych przez PGNiG TERMIKA,
- programu emisji obligacji z 17 października 2013 r. emitowanych przez SEJ (obecnie PGNiG TERMIKA EP).

Szczegółowe informacje dot. terminów obowiązywania, stopnia wykorzystania programów oraz zadłużenia z tytułu emisji znajdują się w nocie 5.2 Sprawozdania skonsolidowanego.

Środki z emisji obligacji GK PGNiG przeznaczyła na zaspokojenie bieżących potrzeb finansowych związanych z realizacją strategii GK PGNiG. Środki były przeznaczane także m.in. na poszukiwanie złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, zagospodarowanie złóż, budowę i rozbudowę podziemnych magazynów gazu i sieci dystrybucyjnej, w tym nowych przyłączy oraz na projekty energetyczne.

W dniu 21 grudnia 2017 r. PGNiG zawarło dokumentację programu emisji obligacji do kwoty 5 mld zł. W ramach pięcioletniego Programu PGNiG będzie mogło emitować w ramach oferty niepublicznej obligacje z terminem zapadalności do 10 lat o oprocentowaniu stałym lub zmiennym. Obligacje mogą zostać wprowadzone do alternatywnego systemu obrotu Catalist.

W dniu 21 grudnia 2017 r. PGNiG TERMIKA rozwiązała program emisji obligacji zawiązany w dniu 4 lipca 2012 r. i jednocześnie uzyskała zgodę na zwiększenie limitu zadłużenia w ramach *cash pooling* z kwoty 75 mln zł do kwoty 400 mln zł oraz dokonała w dniu 28 grudnia 2017 r. spłaty odsetek naliczonych za okres dwóch lat w wysokości 180 mln zł od pożyczki udzielonej przez PGNiG.

Ponadto w 2017 r. PGNiG kontynuowało program emisji krótkoterminowych obligacji dyskontowych skierowanych do spółek GK PGNiG na podstawie umowy z 1 grudnia 2010 r. (zmienionej aneksami w 2011 i 2014 r.). Aneksem z 7 sierpnia 2015 r. zwiększono kwotę programu z 3 mld zł do 5 mld zł. Dla PGNiG limit emitowanych obligacji pozostał w wysokości 1 mld zł, a pozostała kwota programu przeznaczona została dla spółek GK PGNiG. Program ten umożliwia przepływ środków pieniężnych pomiędzy spółkami i usprawnia proces zarządzania płynnością w ramach GK PGNiG.

W 2017 r. spółki z GK PGNiG dokonały terminowych wykupów obligacji - PGNiG: 5-letnich obligacji krajowych o wartości nominalnej 2,5 mld zł wraz z należnymi odsetkami, a PGNiG Finance AB: 5-letnich euroobligacji o wartości nominalnej 500 mln euro wraz z należnymi odsetkami. Wykupy zostały zrealizowane ze środków własnych.

Na 31 grudnia 2017 r. zadłużenie PGNiG z tytułu emisji powyższych obligacji wyniosło 100 mln zł – wobec PSG.

7.6. Należności i zobowiązania warunkowe

Na dzień 31 grudnia 2017 r. najistotniejszą pozycję pozabilansową GK PGNiG stanowiły zobowiązania warunkowe, których łączna wartość ujawniona w skonsolidowanym sprawozdaniu wynosiła 4,25 mld zł (na dzień 31 grudnia 2016 r. wynosiły 8,7 mld zł). Głównymi przyczyną zmniejszenia zobowiązań warunkowych był mniejszy poziom udzielonych poręczeń i gwarancji (3,5 mld zł w 2017 r. przy 8 mld zł w 2016 r.) – przede wszystkim związany z wygaśnięciem gwarancji wykonania zobowiązań spółki PGNiG Finance AB wobec obligatariuszy z tytułu ustanowienia programu emisji euroobligacji.

8. Ryzyko

Legenda: Poziom istotności ryzyka: niski ●○○ ; średni ●●○ ; wysoki ●●●
 Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka: niskie ○○○ ; średnie ●○○ ; wysokie ●●●
 Zmiana poziomu ryzyka względem poprzedniego roku: wzrost ↗ ; spadek ↘ ; bez zmian →

8.1. Ryzyko operacyjne

8.1.1. Ryzyka segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie

Odkrycia i szacowanie zasobów ●●● ●○○ → Polska ●○○ ●●● → Norwegia

Działalność poszukiwawcza obarczona jest przede wszystkim ryzykiem braku odkrycia złoża, tzw. ryzykiem poszukiwawczym. Oznacza to, iż nie w każdym zidentyfikowanym potencjalnym obiekcie złożowym istnieje nagromadzenie węglowodorów spełniające kryteria definicji złoża. Istnienie nagromadzenia węglowodorów uzależnione jest od spełnienia szeregu warunków geologicznych. Ponadto, ilość i jakość nagromadzonych węglowodorów mogą być inne od szacowanych. W sytuacji, gdy wyniki zakończonej sukcesem działalności poszukiwawczej w postaci udokumentowanych nowych zasobów nie zrównoważą wydobycia z obecnych złóż, udokumentowane zasoby wydobywalne w złożach PGNiG będą zmniejszać się wraz z ich postępującą eksploatacją.

Wielkości zasobów i prognozy wydobycia są obarczone błędami wynikającymi z niedoskonałości sprzętu oraz technologii, które wpływają na jakość uzyskiwanych informacji geologiczno-złożowych. Niezależnie od stosowanych metod, dane w zakresie ilości i jakości ekonomicznie opłacalnych do eksploatacji zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej mają zawsze charakter szacunkowy. Rzeczywista produkcja, przychody i koszty w odniesieniu do złóż mogą różnić się w poważnym stopniu od dokonanych szacunków. Powyższe ryzyko ma szczególne znaczenie z tego względu, że w cyklu produkcji ze złoża okres od rozpoczęcia poszukiwania do udostępnienia złoża do eksploatacji trwa 6-8 lat, a wydobycie z tego złoża zamyka się w okresie 10-40 lat. Określone w trakcie dokumentowania parametry złóż są weryfikowane podczas eksploatacji. Każda ujemna korekta wielkości zasobów czy wielkości wydobycia może prowadzić do zmniejszenia przychodów, a przez to wpłynąć negatywnie na wyniki ekonomiczne PGNiG.

Poszukiwanie niekonwencjonalnych złóż gazu ●○○ ●●● →

Ryzykiem związanym z poszukiwaniem niekonwencjonalnych złóż gazu w Polsce jest brak potwierdzonych zasobów gazu zaciśniętego (tight gas) oraz zasobów w utworach niekonwencjonalnych miocenu. Poszukiwania gazu z formacji łupkowych zostały zakończone, a zdobyte doświadczenia pozwolą na minimalizację ryzyk związanych z poszukiwaniem złóż gazu zaciśniętego. W przypadku potwierdzenia występowania zasobów geologicznych tego rodzaju gazu istnieje ryzyko, że eksploatacja będzie nieopłacalna z powodu niewystarczającego poziomu wydobycia gazu oraz wysokich nakładów inwestycyjnych na wiercenia otworów i budowę kopalni. Ponadto, istotnym czynnikiem jest utrudniony dostęp do obszarów występowania niekonwencjonalnych złóż gazu, ze względu na przepisy prawa w zakresie ochrony środowiska oraz możliwości uzyskania zgód właścicieli gruntów na wejście w teren.

Konkurencja ●○○ ●○○ ↘ Polska ●●○ ●●● ↗ Norwegia

Zarówno w kraju, jak i za granicą istnieje ryzyko wystąpienia konkurencji ze strony innych firm w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż, choć należy podkreślić iż w przeciągu ostatniego roku ryzyko to znacząco zmalało na rynku krajowym. Niektórzy konkurenci PGNiG, zwłaszcza działający globalnie, posiadają silną pozycję rynkową oraz większe niż PGNiG zasoby finansowe. W rezultacie istnieje prawdopodobieństwo, że firmy te przystąpią do przetargów i będą w stanie nabyć koncesje o dobrych perspektywach poszukiwawczych, oferując lepsze warunki, niż pozwalają na to zasoby finansowe i ludzkie PGNiG. Przewaga ta jest szczególnie istotna na arenie międzynarodowej. Na rynku norweskim w ostatnich latach pojawiło się wielu nowych graczy zainteresowanych zakupem złóż ropy i gazu wspieranych przez międzynarodowe fundusze inwestycyjne. W rezultacie realizacja planów spółki dotyczących dalszych akwizycji w Norwegii może być utrudniona.

Opóźnienia prac ●●○ ●○○ ↘ Polska ●●○ ●●● → Norwegia

Uzyskanie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, przy uwzględnieniu przepisów prawa krajowego, trwa od jednego do półtora roku. W działalności zagranicznej okres oczekiwania na ratyfikowanie kontraktu po wygraniu przetargu na koncesje może trwać nawet dwa lata. Ponadto, przed rozpoczęciem prac terenowych Spółka jest zobowiązana m.in. do uzyskania podstaw formalno-prawnych na wejście w teren, spełnienia wymogów w dziedzinie ochrony środowiska i niekiedy ochrony stanowisk archeologicznych oraz przeprowadzania przetargów na wykonawcę prac, co powoduje, że do momentu podpisania umowy z wykonawcą upływa kolejnych kilka miesięcy. Nierzadkie są również przypadki długiego oczekiwania na odprawy celne importowanego sprzętu. Powyższe czynniki stwarzają ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych. Przeszkody w aspekcie formalno-prawnym, niezależne od PGNiG, są związane między innymi z:

- brakiem lub zmianą uchwalonych miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (MPZP) przez jednostki samorządu terytorialnego;
- problemami z wprowadzeniem inwestycji do MPZP;
- uzyskiwaniem decyzji administracyjnych (w tym środowiskowych) lub innych formalno-prawnych (pozwolenie na budowę);
- zmianami aktualnej koncepcji projektu inwestycyjnego;
- trudnościami z uzyskiwaniem zgód właścicieli gruntów na wejście w teren.

Są to czynniki istotnie opóźniające działania inwestycyjne i wejście w teren z pracami budowlanymi. Ponadto, obowiązek stosowania przez PGNiG ustawy Prawo zamówień publicznych często wpływa na wydłużenie procedury przetargowej. Odwołania lub skargi oferentów skutkują długotrwałym postępowaniem sądowym, co w konsekwencji powoduje opóźnienie realizacji całego projektu inwestycyjnego. Przedłużający się proces inwestycyjny zwiększa ryzyko związane z szacowaniem nakładów na prace inwestycyjne.

Przepisy w zakresie bezpieczeństwa, ochrony środowiska i zdrowia ●○○ ●○○ ↘ Polska ●●● ●○○ → Norwegia

Dostosowanie do regulacji ochrony środowiska w Polsce i za granicą może znacząco zwiększyć koszty działalności PGNiG. Aktualnie PGNiG ponosi znaczne nakłady kapitałowe i koszty w celu dostosowania swojej działalności do coraz bardziej skomplikowanych wymagających regulacji odnoszących się do ochrony zdrowia i bezpieczeństwa oraz ochrony środowiska naturalnego.

Ustawa z dnia 18 maja 2005 r. o zmianie ustawy Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 113, poz. 954 z dnia 27 czerwca 2005 r.) spowodowała zaostrenie przepisów ograniczających realizację przedsięwzięcia mogącego mieć wpływ na obszar Natura 2000 oraz zwiększyła wymagania w dziedzinie ochrony środowiska naturalnego w zakresie wchodzenia na tereny występowania chronionych gatunków roślin oraz siedlisk chronionych zwierząt. Również w krajach, gdzie GK PGNiG prowadzi działalność poszukiwawczą, widoczna jest tendencja do zaostrenia przepisów związanych z ochroną środowiska.

Koszty prac poszukiwawczych ●○○ ●○○ ↘

Na kapitałochłonność prac poszukiwawczych mają wpływ ceny nośników energii oraz materiałów. Koszty prac poszukiwawczych są szczególnie wrażliwe na poziom cen stali, które przekładają się na ceny rur okładzinowych i wydobywczych, stosowanych w pracach wiertniczych. Wzrost cen energii i materiałów powoduje wzrost kosztów prac poszukiwawczych. Istotny wpływ na rentowność zagranicznych projektów poszukiwawczych mają ceny produktów ropopochodnych oraz wahania kursów walutowych. W celu obniżenia kosztów prac wiertniczych w 2011 r. PGNiG wprowadziła system *daily rate* przy wyborze i rozliczaniu wykonawców tych prac.

Nieprzewidziane zdarzenia ●●● ●○○ →

Eksploatowane przez PGNiG złoża węglowodorów znajdują się często na dużych głębokościach, co związane jest z występowaniem w nich bardzo wysokich ciśnień, dodatkowo wiele złóż w składzie chemicznym zawiera siarkowodór. Powyższe czynniki stanowią podwyższone ryzyko wystąpienia erupcji lub wycieku węglowodorów, co z kolei może powodować zagrożenie dla ludzi (pracowników i okolicznych mieszkańców) i środowiska naturalnego, a także urządzeń produkcyjnych.

Inne zmiany prawne ●●● ●○○ ↘

W niektórych krajach następują częste i niespodziewane zmiany przepisów prawnych, które powodują utrudnienia w działalności poszukiwawczo-wydobywczej. Może to być szczególnie niebezpieczne w krajach, gdzie zmiany prawa podporządkowane są decyzjom autorytarnych rządów.

Sytuacja polityczno-gospodarcza – GK PGNiG ●○○ ●○○ ↘

W państwach, w których GK PGNiG prowadzi działalność poszukiwawczo-wydobywczą, istnieje ryzyko konfliktów zbrojnych oraz ataków terrorystycznych, których efektem może być ograniczenie, zawieszenie lub zaprzestanie tej działalności.

W rejonach działalności GK PGNiG istnieje także ryzyko destabilizacji społecznej i politycznej. Zmiany ekip rządzących mogą doprowadzić do wstrzymywania wydawania zezwoleń przez administrację rządową odnośnie działalności naftowej. Ponadto, w krajach tych istnieje ryzyko wybuchu konfliktów wewnętrznych i niepokoїв społecznych spowodowane złą sytuacją socjalną i demograficzną ludności zamieszkującej te państwa. W przypadku wystąpienia tych czynników ryzyka działalność Spółki może być ograniczona, zawieszona lub wstrzymana.

W niektórych krajach działalność firm poszukiwawczych utrudnia brak odpowiedniej infrastruktury, co stwarza potencjalne problemy z dostarczaniem sprzętu, ludzi i materiałów w rejon działalności poszukiwawczej. Mogą również wystąpić problemy z transportem zaopatrzenia oraz trudności z zapewnieniem odpowiednich standardów opieki medycznej. Występowanie powyższych czynników ryzyka może wpłynąć na ograniczenie lub zawieszenie działalności poszukiwawczej.

8.1.2. Ryzyka segmentu Obrót i Magazynowanie

Administracyjne ustalanie cen gazu ziemnego i liberalizacja rynku gazu w Polsce ●●● ●○○ →

Obrót gazem ziemnym prowadzony na giełdowym rynku gazu ziemnego zwolniony jest z obowiązku taryfowania. W związku z postępującym procesem liberalizacji rynku gazu w Polsce nastąpiło stopniowe uwolnienie cen gazu dla odbiorców. W pierwszej kolejności zwolnieni zostali odbiorcy hurtowi oraz odbiorcy biznesowi. W przypadku sprzedaży paliwa gazowego za pośrednictwem TGE lub bezpośrednio do odbiorców po cenach zbliżonych do notowań na TGE, istnieje ryzyko uzyskania przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego niższych od kosztów jego nabycia. Spowodowane jest to nasilającą się tendencją odchodzenia rynkowych cen gazu od cen produktów ropopochodnych, które nadal wpływają na kształtowanie się cen w długoterminowych kontraktach importowych. W związku z wyższymi przychodami obciążone są ryzykiem prognozowania. Nietrafność oszacowania wysokości kosztów (w szczególności kosztów zakupu paliwa gazowego) może skutkować ryzykiem nieprawidłowego skalkulowania poziomu cen sprzedaży i opłat, co może niekorzystnie wpłynąć na wyniki finansowe.

Kluczowym czynnikiem wpływającym na działalność regulowaną PGNiG OD jest uzależnienie przychodów spółki m.in. od taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE. Poziom taryf decyduje o możliwości uzyskania przychodów pokrywających ponoszone koszty uzasadnione wraz ze zwrotem z zaangażowanego kapitału. W obecnych warunkach znacząca wielkość tych przychodów jest zależna od cen sprzedaży paliwa gazowego i podlega regulacji. Nietrafność oszacowania zapotrzebowania na gaz (przenosząca się na wielkość prognozowanych zakupów) oraz niemożliwe do dokładnego zaprognozowania zmiany cen gazu ziemnego nabywanego na TGE mogą niekorzystnie wpłynąć na wyniki finansowe PGNiG OD.

Zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego ●●●●●○➔

W dniu 20 czerwca 2017 r. doszło do pogorszenia jakości gazu ziemnego przesyłanego do Polski oraz tranzytem gazociągami jamalskim w zakresie temperatury punktu rosy wody. W związku z zaistniałą sytuacją GAZ-SYSTEM w okresie od godziny 6:00 dnia 21 czerwca do godziny 6:00 dnia 23 czerwca 2017 r. wstrzymał możliwość dostarczania gazu do krajowego systemu przesyłowego przez Punkt Wzajemnego Połączenia. W okresie trwania ograniczenia PGNiG uzupełniało dostawy odbiorem gazu z podziemnych magazynów gazu, zapewniając tym samym niezakłócone dostawy dla odbiorców GK PGNiG.

Poza powyższą sytuacją wynikającą z technicznych przyczyn, w 2017 r. nie wystąpiły zakłócenia w dostawach gazu ziemnego z kierunku wschodniego. Jednakże, w związku z utrzymującą się niestabilną sytuacją na Ukrainie, istnieje ryzyko wystąpienia ograniczeń w dostawach gazu ziemnego, jak to miało miejsce od września 2014 r. do marca 2015 r.

Kontrakty na dostawę gazu na zasadach *take or pay* ●●●●●○➔

PGNiG jest stroną dwóch kontraktów długoterminowych na dostawę paliwa gazowego do Polski posiadających tzw. klauzulę *take or pay* (kontrakt jamalski i kontrakt katarski). Przy założeniu utrzymania portfela klientów PGNiG na dotychczasowym poziomie realizacja tychże kontraktów w ilościach określonych w odpowiednich klauzulach *take or pay* oznaczać będzie minimalizowanie zakupów gazu *spotowego*. W przypadku utraty rynku przez PGNiG istnieje ryzyko konieczności szukania nowych możliwości zagospodarowania nadwyżek gazu w portfelu.

Konkurencja ●●●●●○➔

Podmioty konkurencyjne intensyfikują działania w zakresie sprzedaży paliwa gazowego - konkurują ceną paliwa gazowego bądź łączą w swej ofercie sprzedaż gazu ziemnego i energii elektrycznej. W 2017 r. weszła w życie zmiana ustawy – Prawo energetyczne, na skutek czego został zniesiony obowiązek zatwierdzania przez Prezesa URE taryf dla odbiorców końcowych, z wyjątkiem odbiorców pobierających paliwo gazowe w gospodarstwie domowym. Mając powyższe na uwadze, w perspektywie najbliższych lat nastąpi pełne uwolnienie cen gazu dla odbiorców, co niewątpliwie będzie miało wpływ na sytuację GK PGNiG, w szczególności PGNiG OD. Należy przypuszczać, że jednym ze skutków uwolnienia będzie zmniejszenie udziału PGNiG w rynku gazu, co jest zjawiskiem obserwowanym we wszystkich krajach, w których nastąpiło uwolnienie cen gazu dla odbiorców. Działaniem GK PGNiG w celu ograniczenia tego zjawiska jest przede wszystkim przygotowanie atrakcyjnej i konkurencyjnej oferty dla odbiorców.

8.1.3. Ryzyka segmentu Dystrybucja

Ryzyko ograniczenia rozwoju rynku w aspekcie zasilania sieci dystrybucyjnej ●●○●●○➔

Ograniczenia na punktach wejścia do systemu dystrybucyjnego wynikają z ograniczenia sieci zasilającej i niewystarczającej przepustowości stacji gazowych. W konsekwencji mogą mieć miejsca ograniczenia w przyłączeniu nowych odbiorców oraz realizacji nowych gazyfikacji. Dodatkowo może nastąpić utrata odbiorców końcowych na rzecz konkurencji bezpośredniej lub substytucyjnej.

Ryzyko konkurencji bezpośredniej ●○○●●○➔

Działalność firm zajmujących się budową lub/i eksploatacją sieci dystrybucyjnych oraz stacji regazyfikacji ogranicza możliwości rozwojowe GK PGNiG oraz zmniejsza rentowność wybudowanych sieci.

Ryzyko braku długoterminowej polityki regulacyjnej ●●●●●○➔

Ryzyko związane jest z brakiem akceptacji URE dla zamrożenia poziomu taryfy. Materializacja ryzyka skutkować może obniżeniem stawek taryfowych oraz pojawieniem się trudności z zatwierdzeniem każdej kolejnej taryfy. Działaniem zabezpieczającym przed materializacją ryzyka jest wypracowanie modelu regulacyjno-ekonometrycznego oraz porozumienie w tym obszarze z URE.

Roszczenia właścicieli nieruchomości ●●○●●○➔

Ryzyko związane jest z brakiem uregulowania trwałego tytułu prawnego do nieruchomości na etapie realizacji inwestycji oraz wzrostem świadomości prawnej właścicieli nieruchomości. Do konsekwencji materializacji ryzyka zaliczyć można wygórowane (nierynkowe) roszczenia właścicieli nieruchomości, eskalację postępowań sądowych, koszty sądowe, roszczenia o usunięcie lub przebudowę infrastruktury oraz roszczenia związane bezumownym korzystaniem z nieruchomości.

Źródła zasilania systemu dystrybucyjnego ●●●●●○→

Ograniczenia w przepustowości sieci przesyłowej GAZ-SYSTEM skutkują istotnym opóźnieniem procesów rozbudowy infrastruktury dystrybucyjnej przez PSG. Ryzyko może wpływać na dynamikę przyłączeń nowych odbiorców do sieci PSG oraz wzrost wolumenu dystrybucji gazu.

Ustawodawstwo ●●●●●○↘

Ryzyko to wynikać może z prac zmierzających do zmian istniejących lub wprowadzenia nowych aktów prawnych. Skutkiem materializacji ryzyka mogą być utrudnienia w przygotowaniu i realizacji inwestycji związanych z nowelizacją przepisów prawa i brakiem ich spójności. Dodatkową konsekwencją mogą być koszty związane z koniecznością opracowania wprowadzonych przepisami dokumentów lub uzyskania dodatkowych uzgodnień. Różna interpretacja przepisów przez jednostki samorządowe skutkować może wydłużonym procesem pozyskiwania dokumentów i decyzji.

Substytucja ●●●●●○↘

Ryzyko substytucji związane jest z pojawieniem się niższych kosztów użytkowania paliw alternatywnych oraz brakiem dostępności i przepustowości sieci gazowej. Ryzyko może wynikać z braku możliwości korzystania z szerokiego katalogu narzędzi marketingowych ze względu na charakter prowadzonej działalności (rozdzielenie działalności dystrybucyjnej od handlowej), a także z kierunków rozwoju polityki energetycznej państwa i notowaniami paliw na giełdach. Może to w konsekwencji skutkować ograniczeniami w realizacji programów gazyfikacji nowych obszarów oraz mniejszym wzrostem przychodów i wolumenu, a także spadkiem efektywności wybudowanych sieci.

Ograniczenie kwoty alokacji środków UE na finansowanie projektów z obszaru dystrybucji ●●●●●○→

Ryzyko to wynikać może z priorytetyzacji kierunków alokacji środków przyjętej przez instytucje rozdziału środków UE. Tym samym może to skutkować brakiem możliwości finansowania zgłoszonych projektów lub niską efektywnością inwestycji, które nie otrzymają dofinansowania.

8.1.4. Ryzyka segmentu Wytwarzanie**Realizacja zakupu i dostawy węgla** ●●●●●○↗

Zakupy węgla dokonywane są głównie poprzez kontraktowanie z odpowiednim wyprzedzeniem, zapewniające utrzymywanie strategicznych zapasów węgla na poziomie przekraczającym zapas wymagany Rozporządzeniem Ministra Gospodarki. Dodatkowo zakupy usługi przewozu węgla są dokonywane zgodnie z ustawą Prawo Zamówień Publicznych i z odpowiednim wyprzedzeniem. Tym samym realizacja zawartych kontraktów przez kontrahentów GK PGNiG ulega znaczącemu pogorszeniu w trzecim i czwartym kwartale 2017 r., powodując wysokie ryzyko naruszenia obowiązkowego zapasu węgla pod koniec 2017 r. oraz w kolejnych miesiącach 2018 r.

Wsparcie dla kogeneracji ●●●●●○→

System wsparcia kogeneracji w postaci świadectw pochodzenia wygasa z końcem 2018 r. W grudniu 2017 r. Ministerstwo Energii, po przeprowadzonych pracach analitycznych, prowadzonych we współpracy z organizacjami branżowymi, poinformowało o przyjęciu podstawowych założeń nowego systemu wsparcia.

Przyjęcie zasygnalizowanych rozwiązań może prowadzić po 2018 r. do ograniczenia lub pozbawienia wsparcia dla istniejących jednostek kogeneracyjnych, w tym, w szczególności, istniejących jednostek opalanych węglem kamiennym w przypadku, jeśli nie będą w stanie wykazać braku opłacalności prowadzenia produkcji kogeneracyjnej. W przypadku jednostek kogeneracyjnych o mocy > 300 MWe (brutto), kontrola potrzeby wsparcia będzie prowadzona dodatkowo na poziomie Komisji Europejskiej, w ramach procedury indywidualnej notyfikacji. Czynnikiem częściowo rekompensującym możliwy brak przychodów z systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji może być prawo instalacji kogeneracyjnych do udziału w rynku mocy, przy czym ostateczne wdrożenie rynku mocy w Polsce jest uwarunkowane uzyskaniem akceptacji przez Komisję Europejską oraz umożliwia osiągnięcie pierwszych przychodów ze sprzedaży mocy w 2021 r.

Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów ●●●●●○→

Celem spełnienia wymagań emisyjnych wynikających z dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych (IED), jednostki wytwórcze GK PGNiG TERMIKA zostały w ubiegłych latach zmodernizowane, bądź korzystają obecnie z mechanizmów elastycznych na czas dostosowania lub budowy nowych jednostek. Niemniej jednak, w związku z publikacją dokumentu Konkluzji BAT dla branży dużych obiektów energetycznego spalania paliw, spółki GK PGNiG zostały zobowiązane do dostosowania swoich istniejących jednostek wytwórczych do zaostrzonych wymagań emisyjnych, które będą miały dla nich zastosowanie od 17 sierpnia 2021 r.

8.2. Ryzyka regulacyjne**Zniesienie administracyjnej kontroli cen** ●●●●●○↘

W związku z wyrokiem Trybunału Sprawiedliwości UE z dnia 10 września 2015 r. w sprawie taryfikacji cen paliw gazowych zachodził konieczność dokonania szybkich zmian w obowiązujących przepisach dotyczących administracyjnej kontroli cen. PGNiG stoi na stanowisku, że uwolnienie cen gazu jest kluczowym elementem liberalizacji rynku gazu. Jednocześnie Spółka zwraca uwagę, że proces ten musi być prowadzony w sposób gwarantujący ciągłość rozliczeń w umowach z odbiorcami. Możliwość

niezapewnienia ciągłości rozliczeń stanowi ryzyko związane z prowadzeniem działalności gospodarczej. Spodziewając się ustawowej detaryfikacji PGNiG podjęło szereg działań dostosowawczych do nowych warunków regulacyjnych, które obejmują:

- przygotowanie nowych wzorów umów ramowych oraz kontraktów indywidualnych, a także oferty produktowej i cenowej dostosowanej do aktualnych potrzeb zgłaszanych przez odbiorców,
- zawarcie z większością kluczowych odbiorców przemysłowych kontraktów przewidujących mechanizm kształtowania ceny po detaryfikacji.

W 2017 r. zakończono proces dostosowywania umów do ich funkcjonowania po zniesieniu administracyjnej kontroli cen.

Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy ●○○ ●○○○ ↘

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy określa poziom maksymalnego udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku. W latach 2017-2022 poziom ten nie może być wyższy niż 70%.

Utrzymanie w mocy decyzji ws. zwolnienia gazociągu OPAL z zasad III Pakietu Energetycznego ●●● ●○○○ →

Na mocy dwóch decyzji, wydanych na podstawie art. 36 Dyrektywy 2009/73 z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE, Opal Gastransporth GmbH będąca operatorem Gazociągu Opal korzysta ze zwolnienia z konieczności udostępnienia mocy przesyłowych podmiotom trzecim. Podmiotem korzystającym z tej infrastruktury jest Gazprom, któremu udostępniono przepustowość Gazociągu Opal w wysokości 50% (decyzja z 2009 r) oraz *de facto* 100% (decyzja z 2016 r.). Dzięki ostatniemu zwolnieniu z zasady dostępu stron trzecich (TPA), Gazprom ma możliwości przesyłania ok. 55 mld m³ gazu ziemnego rocznie do Unii Europejskiej z ominięciem tradycyjnych dróg dostaw (gazociąg Jamal oraz gazociąg Braterstwo).

Przyjęte przez Komisję Europejską i niemieckiego regulatora Bundesnetzagentur w 2016 r. rozstrzygnięcia w sprawie zwolnienia pozwalają rosyjskiemu podmiotowi dominującemu na realizację długoterminowej strategii, której celem jest uniemożliwienie rozwoju projektów dywersyfikacyjnych w regionie Europy Środkowo-Wschodniej i w konsekwencji pełne uzależnienie państw regionu od rosyjskiego gazu. Mając to na uwadze, PGNiG, PST, Rząd RP oraz Naftohaz (ukraińska spółka obrotu gazem) złożyły skargi na decyzję Komisji Europejskiej do Sądu Unii Europejskiej, jednocześnie wnosząc o zastosowanie środka tymczasowego w postaci wstrzymania decyzji PGNiG i PST zaskarżyły pochodne rozstrzygnięcie niemieckiego regulatora przed niemieckim sądem w Dusseldorfie.

Prezes Sądu Unii Europejskiej postanowieniem z dnia 23 grudnia 2015 r. (oraz sąd niemiecki postanowieniem z dnia 30 grudnia 2016 r.) wprowadził środek tymczasowy wyłączający możliwość pełnego wykorzystywania gazociągu Opal przez Gazprom. Niniejszy środek był utrzymywany przez około siedem miesięcy. Postanowienie uchylające ten środek zostało wydane przez Prezesa Sądu Unii Europejskiej w dniu 21 lipca 2017 r. W konsekwencji, również sąd niemiecki uchylił środek tymczasowy w dniu 27 lipca 2017 r. Umożliwiło to wznowienie dodatkowych aukcji na gazociągu OPAL i pełne wykorzystanie gazociągu Nord Stream 1 kosztem przesyłu przez Ukrainę.

W ramach czterech prowadzonych przed Sądem Unii Europejskiej postępowań, w dniu 14 grudnia 2017 r. stwierdzona została niedopuszczalność jednej ze skarg wniesionej przez PST z przyczyn formalnych, tj. z uwagi na brak legitymacji. Postanowienie w tej sprawie jest nieprawomocne i spółce PST przysługuje odwołanie. Należy podkreślić, że Sąd Unii Europejskiej nie podjął dotychczas merytorycznego rozstrzygnięcia w żadnym z prowadzonych postępowań. Postępowanie przed sądem niemieckim również nie zostało zakończone.

Pakiet zimowy (elektroenergetyczny) – Czysta energia dla Europejczyków

W dniu 30 listopada 2016 r. w ramach tzw. Pakietu zimowego, Komisja Europejska ogłosiła propozycje nowych regulacji w zakresie energii elektrycznej. Celem tych regulacji jest zapewnienie, że Unia Europejska będzie w stanie wywiązać się z zobowiązań podjętych w ramach tzw. Porozumień paryskich (COP21), a po osiągnięciu tego celu gospodarka UE będzie ewoluowała w stronę gospodarki niskoemisyjnej.

Niektóre postanowienia projektów aktów prawnych wchodzących w skład Pakietu zimowego tworzą istotne zagrożenia dla działalności GK PGNiG. Przede wszystkim, wprowadzenie kryterium emisyjności (na obecnie proponowanym poziomie 550g emisji CO₂ przy wytwarzaniu 1 kWh) dla uczestnictwa instalacji w rynku mocy może stanowić barierę regulacyjną dla uczestnictwa w tym rynku przez elektrociepłownie będące własnością GK PGNiG.

Inny rodzaj zagrożenia stanowi projekt wprowadzenia wiążących celów dla państw członkowskich w zakresie udziału energii z odnawialnych źródeł energii, dla efektywności energetycznej oraz poszczególnych trajektorii osiągnięcia tych celów (w tym celów w poszczególnych sektorach). Przyjęcie proponowanych przez Komisję Europejską wiążących celów krajowych oraz trajektorii może stanowić ryzyko dla rozwoju działalności GK PGNiG.

W celu mitygacji opisanych ryzyk, PGNiG podejmuje szereg działań mających na celu zapewnienie poparcia dla postulatów zgłaszanych przez spółkę. W tym zakresie, PGNiG regularnie monitoruje proces legislacyjny zarówno w ramach Rady Unii Europejskiej jak i Parlamentu Europejskiego, oraz zapewnia merytoryczne wsparcie dla uczestników tego postępowania. Jednocześnie, spółka poszukuje kompromisów oraz wspólnego stanowiska w ramach organizacji IOGP. Podejmowane działania obecnie przyniosły już wymierne korzyści, m.in. poprzez brak poparcia przez IOGP postulatu emisyjności przy projektowaniu rynków mocy.

Projekt nowelizacji Dyrektywy 2009/73

Ogłoszona w trzecim kwartale 2017 r. propozycja zmiany Dyrektywy 2009/73 (wchodzącej w skład Trzeciego Pakietu Energetycznego) ma na celu potwierdzenie stosowalności dyrektywy również do infrastruktury importowej do Unii Europejskiej, aż do granic jurysdykcji Unii Europejskiej, rozumianych jako granica mórz terytorialnych i wyłącznych stref ekonomicznych państw członkowskich. Dyrektywa stanowi odpowiedź na postulaty części podmiotów działających na rynku wewnętrznym gazu, w tym PGNiG, zgodnie z którymi konieczne jest szczegółowe określenie granic stosowalności aktów europejskich. Obecne uregulowania prawne pozostawiają tę kwestię nieprecyzyjną, co zakłóca działanie rynku wewnętrznego gazu i negatywnie wpływa na integrację państw członkowskich.

PGNiG od publikacji propozycji Komisji Europejskiej wspiera szybkie przyjęcie proponowanej poprawki do dyrektywy. Dyrektywa pozytywnie wpłynie na rynek wewnętrzny energii, ujednociając reżim prawny i wprowadzając jednakowe transparentne i konkurencyjne reguły dla wszystkich gazociągów w Unii Europejskiej. PGNiG będzie podejmowało kroki mające na celu doprecyzowanie niektórych postanowień projektu, tak by zapewnić jak największą jego efektywność.

Mając jednak na uwadze złożoność procesu legislacyjnego w Unii Europejskiej, istnieją określone ryzyka, które mogą ograniczyć skuteczność dyrektywy. Koniecznym do odnotowania jest również ryzyko polityczne, związane ze sceptycznym nastawieniem niektórych państw członkowskich do projektowanej zmiany. Istnieje ryzyko, że niektóre państwa członkowskie będą podejmować działania, które będą miały na celu ograniczenie efektywności dyrektywy, poprzez kreowanie jedynie pozornych obowiązków dla właścicieli infrastruktury importowej do Unii Europejskiej.

8.3. Ryzyko braku zgodności ●●●●○○ →

W PGNiG istnieje wyodrębniona funkcjonalnie oraz organizacyjnie funkcja Compliance. Funkcjonalne wyodrębnienie nastąpiło poprzez przyjęcie w dniu 30 czerwca 2015 r. przez Zarząd PGNiG dokumentu pod nazwą „Program zgodności w PGNiG”. Model systemu zarządzania ryzykiem braku zgodności zakłada istnienie wyspecjalizowanych liderów merytorycznych w poszczególnych obszarach ryzyka braku zgodności (tzw. zarządzających obszarami ryzyka braku zgodności), na których spoczywa podstawowy ciężar wsparcia w przestrzeganiu standardów zgodności.

Ryzyka braku zgodności (ryzyka naruszeń standardów zgodności) mogą powstać w licznych obszarach ryzyka braku zgodności i przejawiać się (i) bezpośrednio w wymiarze finansowym, jako kary, odszkodowania, zadośćuczynienia i inne należności, do których zapłaty Spółka może być zobowiązana, (ii) w odniesieniu do wizerunku, którego utrata może również mieć swoje reperkusje finansowe, (iii) w działalności operacyjnej oraz (iv) z punktu widzenia wartości dla interesariuszy, w tym akcjonariuszy.

W ramach przeciwdziałania korupcji, w PGNiG obowiązuje Polityka antykorupcyjna i prezentowa GK PGNiG, przyjęta przez Zarząd PGNiG i wprowadzona do stosowania w dniu 25 lipca 2017 r.

8.4. Ryzyka finansowe

PGNiG i GK PGNiG prowadząc swoją działalność gospodarczą narażone są na ryzyko finansowe, a w szczególności na następujące rodzaje tego ryzyka:

- ryzyko kredytowe > [Więcej informacji – Skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG nota 7.3.1](#),
- ryzyko rynkowe > [Więcej informacji – Skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG nota 7.3.2](#),
- ryzyko płynności > [Więcej informacji – Skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG nota 7.3.3](#).

Ocena zarządzania zasobami finansowymi

GK PGNiG aktywnie zarządza zasobami finansowymi optymalizując zarówno strukturę zadłużenia, jak i koszty finansowania. Spółki GK PGNiG dostosowują formę finansowania w zależności od celu na jaki przeznaczone jest dane finansowanie (działalność operacyjna, inwestycyjna) oraz okresu na jaki finansowanie ma zostać udzielone. Wśród dostępnych dla spółek GK PGNiG form finansowania należy wymienić programy emisji obligacji, kredyty bankowe, leasing finansowy oraz pożyczki wewnątrzgrupowe udzielane przez PGNiG.

Ważnym elementem podnoszącym efektywność zarządzania zasobami finansowymi jest system zarządzania płynnością finansową, w ramach którego możliwe jest wzajemne bilansowanie sald wskazanych rachunków bankowych PGNiG i spółek zależnych, tzw. *cash pooling*. Dzięki systemowi *cash pooling* w obrębie jednej grupy kapitałowej środki pieniężne podmiotów posiadających nadpłynność są wykorzystywane do finansowania działalności podmiotów wykazujących niedobór środków pieniężnych. Dzięki systemowi *cash pooling* podnosi się nie tylko efektywność wykorzystania środków pieniężnych w ramach GK PGNiG, ale także obniża się istotnie koszty odsetek ponoszonych przez spółki finansujące niedobory środków pieniężnych w ramach tego systemu. Spółki te nie wykorzystują innych zewnętrznych źródeł finansowania swojej działalności, które z reguły są droższe niż finansowanie w ramach *cash pooling*.

Oceniając efektywność zarządzania zasobami finansowymi należy wskazać na optymalny poziom dywersyfikacji portfela instytucji finansowych. Należy także zauważyć, iż różnorodność dostępnych źródeł finansowania oraz narzędzi zarządzania płynnością w ramach GK PGNiG powoduje, iż nie występują problemy z wywiązywaniem się spółek GK PGNiG z zaciągniętych zobowiązań finansowych.

9. Akcjonariat i PGNiG na GPW

9.1. Struktura akcjonariatu

Na dzień 31 grudnia 2017 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 31 grudnia 2017 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.

W 2017 r. nie było zmian w strukturze akcjonariatu.

Struktura akcjonariatu na koniec 2017 r.

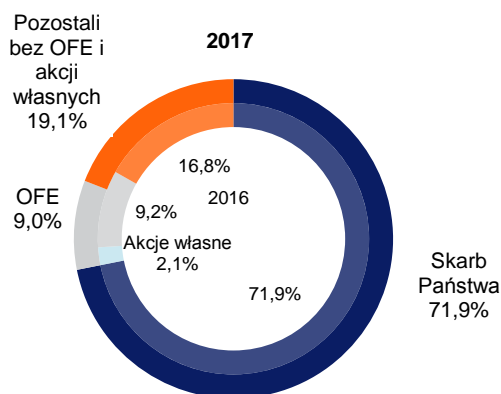
Akcjonariusze	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2016	Udział w kapitale zakładowym / liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2016	Zmiany w 2017 r.	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2017	Udział w kapitale zakładowym / liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2017
Skarb Państwa	4 153 706 157	71,88%	-	4 153 706 157	71,88%
Akcje własne ¹⁾	-	-	-	-	-
Pozostali, w tym:	1 624 608 700	28,12%	-	1 624 608 700	28,12%
- OFE ²⁾	532 390 415	9,21%	-	521 999 228	9,03%
Razem	5 778 314 857	100,00%	-	5 778 314 857	100,00%

1) > Więcej informacji – pkt 9.2

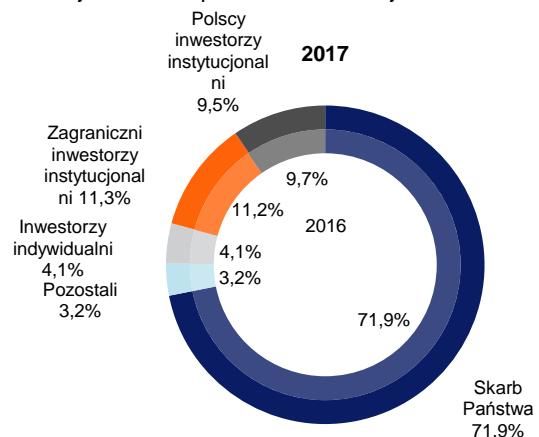
2) Dane w oparciu o zestawienia rocznej struktury aktywów Otwartych Funduszy Emerytalnych na dzień 29 grudnia 2017 r.

Inwestorzy instytucjonalni, do których należą głównie otwarte fundusze emerytalne (OFE), powszechne towarzystwa emerytalne oraz polskie i zagraniczne fundusze inwestycyjne, posiadali ponad 1/5 akcji wyemitowanych przez PGNiG. Do polskich inwestorów należało blisko 10% akcji Spółki, natomiast do zagranicznych podmiotów – głównie ze Stanów Zjednoczonych oraz Europy – blisko 10% udziałów. W przypadku krajów europejskich największa liczba akcji PGNiG była własnością podmiotów z Wielkiej Brytanii (ponad 2%).

Porównanie struktury akcjonariatu



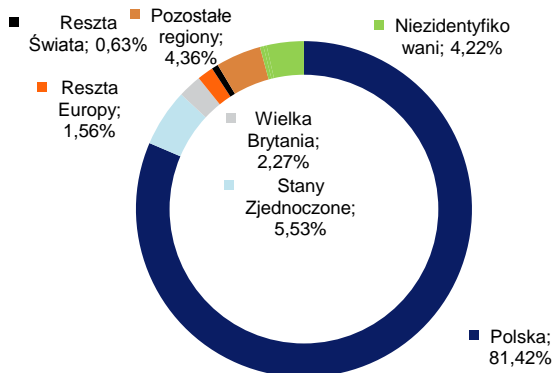
Struktura akcjonariatu w podziale na rodzaj inwestora



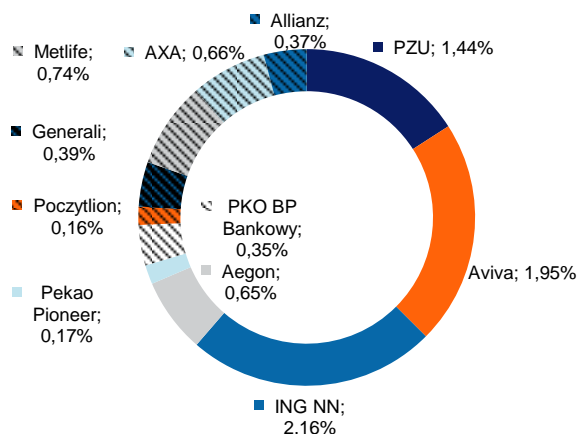
Źródło: opracowanie własne na podstawie zestawienia rocznej struktury aktywów Otwartych Funduszy Emerytalnych na dzień 29 grudnia 2017 r.

Znaczny pakiet akcji PGNiG znajdował się w portfelach otwartych funduszy emerytalnych, które na dzień 29 grudnia 2017 r. posiadały ponad 9% udział w kapitale PGNiG, wyceniony na prawie 3 mld zł. W porównaniu do 2016 r. liczba akcji posiadanych przez OFE nieznacznie zmalała o 0,2 p.p. Biorąc pod uwagę kurs zamknięcia na ostatniej sesji giełdowej w 2017 r., wartość akcji posiadanych przez OFE wzrosła o blisko 300 mln zł w porównaniu do 2016 r.

Struktura geograficzna akcjonariatu



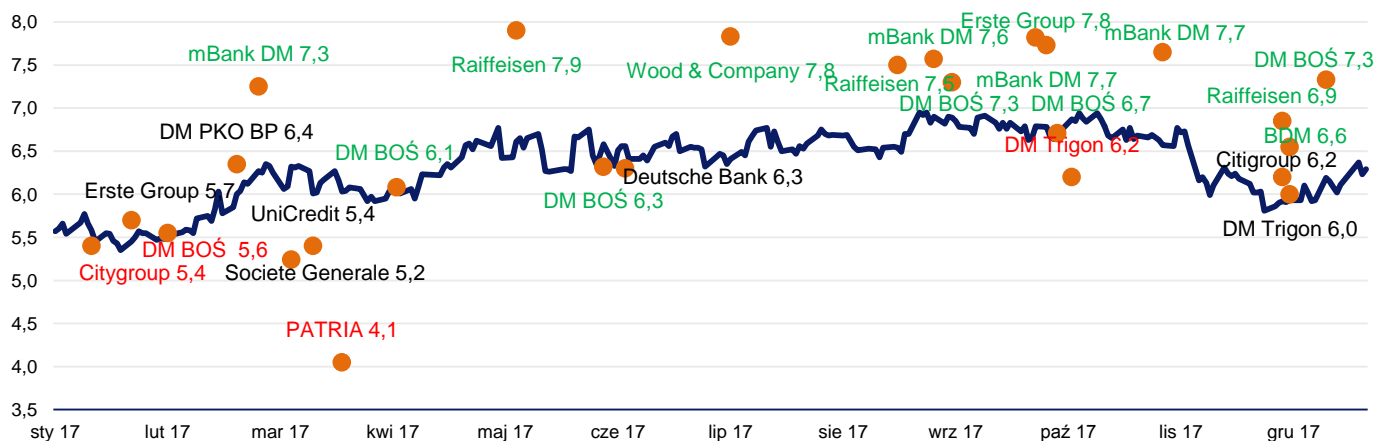
Udział OFE w akcjonariacie PGNiG na koniec 2017 r.



Źródło: opracowanie własne

Top 3 dla Reszty Europy i Świata: Szwecja 0,34%, Norwegia 0,29%, Holandia 0,27%; Kanada 0,30%, Japonia 0,27%, Chiny 0,18%

Najwięcej akcji PGNiG posiadały te fundusze, które zarządzają także największym portfelem przyszłych emerytur, tj. Nationale-Nederlanden, AVIVA oraz PZU Złota Jesień. Udział OFE w akcjonariacie PGNiG wzrósł znacznie od debiutu giełdowego w 2005 r. (wtedy 3,5% kapitału, wycenione na 711 mln zł). Fundusze emerytalne to zazwyczaj inwestorzy długoterminowi, o niewielkiej fluktuacji portfela akcji, zwłaszcza dużych spółek dywidendowych, jaką jest PGNiG. Ich udział stabilizuje akcjonariat Spółki, jednak zarazem ogranicza liczbę akcji pozostającą w wolnym obrocie (*free float*), co może przekładać się na wielkość obrotów na akcjach. W przypadku PGNiG obroty wyniosły średnio w 2017 r. 21,8 mln zł dziennie, o 3,7 mln zł mniej niż w 2016 r.



Źródło: opracowanie własne

Liczba rekomendacji:

Rok	Kupuj	Sprzedaj	Trzymaj
2017	15	4	7
2016	13	9	11

W porównaniu do 2016 r. zauważalna jest mniejsza liczba rekomendacji wydanych przez analityków domów maklerskich (spadek o ponad 21% r/r) – głównie za sprawą zmniejszenia liczby analityków aktywnie pokrywających spółkę. Wzrosła natomiast liczba rekomendacji „kupuj” (z 13 w 2016 r. do 15 w 2017 r.) przy zdecydowanym spadku liczby rekomendacji „sprzedaj” (9 w 2016 r., a tylko 4 w 2017 r.).

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

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2016 r.	Wartość nominalna akcji w zł	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2017	Wartość nominalna akcji w zł
Mieczysław Kawecki ¹⁾	Członek Rady Nadzorczej	nie dotyczy	nie dotyczy	9 500	9 500
Stanisław Sieradzki ¹⁾	Członek Rady Nadzorczej	nie dotyczy	nie dotyczy	17 225	17 225
Ryszard Wąsowicz ²⁾	Członek Rady Nadzorczej	19 500	19 500	nie dotyczy	nie dotyczy

1) Powołany do Rady Nadzorczej PGNiG w dniu 28 czerwca 2017 r.

2) Pan Ryszard Wąsowicz przestał pełnić funkcję Członka Rady Nadzorczej PGNiG w dniu 30 maja 2017 r.

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

9.2. Akcje własne

Łącznie, na dzień 31 grudnia 2016 r. PGNiG posiadało 121 685 143 akcji własnych, co odpowiadało 2,06% kapitału zakładowego, przy czym zgodnie z art. 364 § 2 kodeksu spółek handlowych, PGNiG nie wykonywało prawa głosu z posiadanych akcji. NWZ z dnia 24 listopada 2016 r. podjęło uchwałę w sprawie umorzenia akcji będących w posiadaniu PGNiG, a umorzenie akcji własnych oraz rejestracja zmian w kapitale zakładowym została zarejestrowana w KRS 2 marca 2017 r.

9.3. Kurs akcji PGNiG

Akcje PGNiG od 23 września 2005 r. notowane są w systemie notowań ciągłych rynku podstawowego Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie. Cena emisyjna akcji w ofercie publicznej wyniosła 2,98 zł. W 2017 r. akcje PGNiG wchodziły w skład indeksów: WIG, WIG20, WIG30, WIG-Poland, RESPECT Index, WIGdiv, a także indeksu sektorowego WIG-PALIWA.

Notowania indeksów Giełdy Papierów Wartościowych S.A. oraz PGNiG

Indeks / kurs akcji*	Wartość na dzień 31.12.2016	Wartość na dzień 31.12.2017	Wartość minimalna w 2017	Wartość maksymalna w 2017	Udział PGNiG w indeksach na 31.12.2017
WIG	51 754 pkt	63 746 pkt	51 908 pkt	65 734 pkt	2,95%
WIG20	1 948 pkt	2 461 pkt	1 957 pkt	2 552 pkt	4,55%
WIG30	2 243 pkt	2 825 pkt	2 249 pkt	2 932 pkt	4,23%
WIG-Poland	52 584 pkt	65 184 pkt	52 741 pkt	67 224 pkt	3,02%
RESPECT Index	2 516 pkt	3 078 pkt	2 525 pkt	3 297 pkt	8,23%
WIGdiv	1 040 pkt	1 214 pkt	1 043 pkt	1 278 pkt	9,45%
WIG-Paliwa	5 669 pkt	7 140 pkt	5 432 pkt	8 679 pkt	21,68%
PGNiG	5,63 zł	6,29 zł	5,19 zł	6,95 zł	-

Źródło: GPW – Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie

* Kurs akcji PGNiG oraz wartości indeksów podane według kursów zamknięcia. Kurs zamknięcia nie uwzględnia korekty z tytułu tzw. „odcienienia praw do dywidendy”.

Notowania PGNiG poruszały się w ramach od -17% (kurs minimalny na zamknięciu: 5,19 zł w dniu 20 stycznia 2017 r.) do +12% (kurs maksymalny na zamknięciu: 6,95 zł w dniu 28 sierpnia 2017 r.) od ceny uśrednionej z zamknięcia w całym 2017 r. (6,23 zł). Z kolei indeks WIG20 był kwotowany w widełkach od -16% (kurs minimalny: 1 956,72 pkt w dniu 2 stycznia 2017 r.) do +9% (kurs maksymalny: 2 551,78 pkt w dniu 11 października 2017 r.). W porównaniu do wartości notowań PGNiG oraz indeksu WIG20 za 2016 r., odnotowano istotnie większą zmienność kursu. Do prawdopodobnych przyczyn tej zmienności należy zaliczyć:

- wahania poziomu cen ropy brent - niskie ceny pod koniec drugiego kwartału, gdzie minimum wyniosło 44,44 USD za baryłkę, po czym nastąpił wzrost cen od połowy trzeciego kwartału, którego maksimum w grudniu osiągnęło 71,20 USD za baryłkę (wzrost od początku okresu o 17,4%),
- spadek poziomu cen na TGE w drugim kwartale 2017 i istotny wzrost w czwartym kwartale 2017 (średnia cena spotowa gazu na TGE w 2017 r. była o 9% wyższa niż w 2016 r.),
- postępujący proces liberalizacji rynku gazu w Polsce.

W pierwszym kwartale 2017 r. kurs akcji PGNiG osiągnął roczne minimum na poziomie 5,19 zł (w dniu 20 stycznia 2017 r.). Kluczowym – z perspektywy kształtowania się ceny akcji PGNiG na giełdzie – dniem w pierwszym kwartale 2017 r. był 16 lutego. Po publikacji wyjątkowo korzystnych, z perspektywy uczestników rynku, szacunkowych wyników operacyjnych za czwarty kwartał 2016 r., odnotowano najwyższy w 2017 r. wolumen obrotu akcjami PGNiG. Na koniec sesji GPW w dniu 16 lutego 2017 r. walory Spółki kosztowały 5,85 zł, odnotowując wzrost na poziomie ponad 5%. Drugim bardzo istotnym wydarzeniem, jakie miało miejsce w pierwszym kwartale 2017 r. było ogłoszenie Strategii GK PGNiG na lata 2017-2022 z perspektywą do 2026 r. Przy drugiej największej wartości obrotu akcjami w 2017 r., akcje PGNiG spadły o ponad 2%. Część inwestorów i analityków sceptycznie oceniła oczekiwany w Strategii poziom EBITDA szacowany w okresie 2017-2022 przy stosunkowo wysokim wzroście wydatków inwestycyjnych. Mimo tego – w pierwszym kwartale 2017 r. – kurs akcji PGNiG wzrósł o ponad 6% (kurs zamknięcia w dniu 31 marca 2017 r. do kursu zamknięcia w dniu 2 stycznia 2017 r.).

W drugim kwartale 2017 r. ponownie odnotowano znaczny wzrost wartości akcji PGNiG. Uczestnicy rynku dobrze ocenili opublikowane w dniu 20 kwietnia szacunkowe dane operacyjne. To wydarzenie rozpoczęło pozytywny trend wzrostu kursu akcji do poziomu 6,57 zł osiągniętego 4 maja 2017 r. (kwartalne maksimum). Należy jednak zauważyć, że zaledwie 2 tygodnie później – w dniu 18 maja 2017 r. cena akcji na zamknięciu sesji spadła do 6,08 zł. Wpływ na to miały przede wszystkim czynniki ogólnorynkowe – w tym samym okresie indeks największych polskich spółek WIG20 również istotnie spadł (od 4 maja do 18 maja o

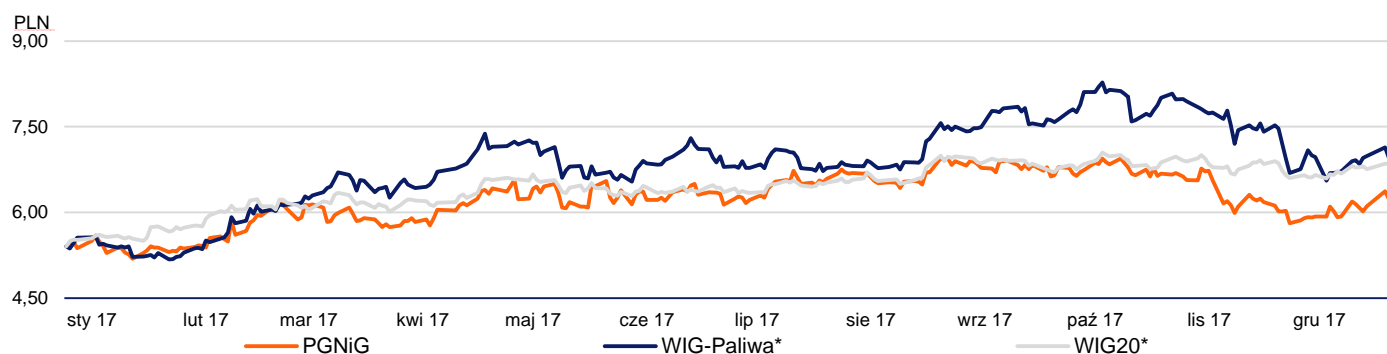
prawie 4% biorąc pod uwagę kursy zamknięcia). W dniu 28 czerwca 2017 r. ZWZ PGNiG podjęło decyzję o podziale zysku za rok obrotowy 2016. Wielkość dywidendy wyniosła 1,156 mld zł (0,20 zł za akcję).

Przez większość trzeciego kwartału 2017 r. utrzymywał się trend wzrostowy zakończony rocznym maksimum w dniu 28 sierpnia 2017 na poziomie 6,95 zł. W dniu 19 lipca PGNiG opublikował szacunkowe wyniki operacyjne wskazujące na pozytywne czynniki jak m.in. wzrost wolumenu sprzedanego gazu (korzyści dla segmentu Obrót i Magazynowanie oraz Dystrybucja). Z drugiej jednak strony uczestnicy rynku wskazywali na stosunkowo niski poziom wydobycia węgłowodorów w Polsce. Kurs na zamknięciu sesji w dniu 20 lipca 2017 r. spadł ostatecznie o niespełna 2%, do poziomu 6,61 zł. Cena akcji PGNiG ponownie wzrosła do poziomu 6,83 w dniu 31 sierpnia głównie w efekcie pozytywnej oceny przez rynek m.in. wpływu zmian w ustawie o zapasach oraz możliwości korzystnego rozstrzygnięcia arbitrażu z Gazpromem dotyczącego zmiany formuły cenowej (w ramach kontraktu jamalskiego).

Czwarty kwartał 2017 r. stał pod znakiem utrzymującego się trendu spadkowego, co w konsekwencji doprowadziło do powrotu kursu PGNiG do poziomu poniżej 6 zł (5,81 zł na zamknięciu sesji w dniu 21 grudnia 2017 r.).

Na zamknięciu ostatniej sesji w dniu 29 grudnia 2017 r. akcje PGNiG kosztowały 6,29 zł. Taka cena akcji PGNiG oznacza wzrost o blisko 111% wobec ceny emisyjnej z 2005 r. oraz o 65% w porównaniu do ceny zamknięcia z pierwszego dnia notowań. Doliczając wypłacone w latach 2005-2017 dywidendy na poziomie 1,66 zł, inwestor, który kupił akcje PGNiG po cenie zamknięcia z dnia emisji i trzymał je do końca 2017 r., mógłby liczyć na zysk na poziomie 134%.

Kurs akcji PGNiG oraz indeksów WIG20 i WIG Paliwa



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

Porównanie stopy zwrotu indeksów GPW oraz akcji PGNiG w 2017 r. oraz od dnia debiutu¹

Indeks	Stopa zwrotu w 2017	Stopa zwrotu od debiutu PGNiG ² do 31.12.2017
WIG	23,17%	91,87%
WIG20	26,35%	0,19%
WIG30	25,94%	11,25% ³
WIG-Poland	23,96%	99,13%
WIG-Paliwa	25,72%	114,92%
RESPECT Index	22,34%	88,82% ⁴
PGNiG	11,72%	65,03% ⁵

Źródło: GPW – Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie

1) Stopy zwrotu nie uwzględniają zwrotów z tytułu wypłaty dywidendy w latach 2005-2017.

2) Kurs zamknięcia z 23 września 2005 r.

3) Dane wyliczone w stosunku do wartości indeksu WIG-30 na zakończenie pierwszego dnia notowań indeksu (23 września 2013 r.).

4) Dane wyliczone w stosunku do wartości RESPECT Index na zakończenie pierwszego dnia notowań indeksu (19 listopada 2009 r.).

5) W stosunku do ceny emisyjnej 2,98 zł stopa zwrotu w PGNiG od dnia debiutu wynosi 111%.

9.4. Wskaźniki giełdowe

Kluczowe dane ¹	Jednostka miary	2017	2016	2015	Zmiana % 2016/2017
Zysk netto przypisany akcjonariuszom Jednostki Dominującej	w mln zł	2 923	2 351	2 134	23,3%
Zysk na jedną akcję*	zł	0,50	0,40	0,36	25%
Kurs akcji na zamknięciu ostatniej sesji w roku	zł	6,29	5,63	5,14	11,7%
Średni kurs akcji w roku	zł	6,23	5,16	5,94	20,7%
Liczba wyemitowanych akcji	mln szt.	5 778	5 778	5 900	-
Kapitalizacja na koniec roku	w mln zł	36 346	32 532	30 326	11,7%
Średni dzienny wolumen obrotu	mln szt.	3,5	4,9	4,7	-28,6%
Średnia dzienna wartość obrotu	w mln zł	21,7	25,5	27,9	-14,5%
Wielkość dywidendy ³	w mln zł	1 156	1 062	1 180	46,5%
Wskaźniki giełdowe²					
Wskaźnik P/E według uśrednionej ceny akcji	-	12,22	12,69	16,41	
Wskaźnik P/E na koniec roku	-	12,33	13,85	14,21	
Wskaźnik P/BV na koniec roku	-	1,08	1,02	0,99	
Wskaźnik EV/EBITDA	-	5,59	5,53	5,02	
Wskaźnik dywidendy na akcję ³	zł	0,20	0,18	0,2	

Źródło: GPW – Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie

1) Przypisany zwykłemu akcjonariuszom jednostki dominującej w zł.

2) Kurs akcji według kursów zamknięcia.

3) Dywidenda z zysku za rok poprzedni.

P/E według uśrednionej ceny akcji = średnia cena akcji za rok obrotowy / zysk netto przypisany akcjonariuszom Jednostki dominującej z jednej akcji

P/E na koniec roku obrotowego = cena akcji na zamknięciu ostatniej sesji w roku obrotowym / zysk netto przypisany akcjonariuszom Jednostki dominującej z jednej akcji

P/BV na koniec roku obrotowego = cena akcji na zamknięciu ostatniej sesji w roku obrotowym / wartość księgową jednej akcji

$EV/EBITDA$ = wartość kapitalizacji giełdowej spółki na zamknięciu ostatniej sesji w roku obrotowym + dług netto na koniec roku obrotowego / zysk operacyjny w roku obrotowym + łączna wartość amortyzacji w roku obrotowym

Dywidenda na akcję = dywidenda za poprzedni rok obrotowy / liczba wyemitowanych akcji

9.5. Dywidenda

Decyzja o wypłacie dywidendy przez PGNiG podejmowana jest przez WZ. Strategia przewiduje wypłatę do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy. Zarząd PGNiG rekomendując wypłatę dywidendy przez Spółkę każdorazowo będzie brał pod uwagę bieżącą sytuację finansową Grupy PGNiG i jej plany inwestycyjne.

Wypłacona dywidenda

	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%

10. Ład korporacyjny

10.1. Zarząd

Piotr Woźniak - Prezes Zarządu PGNiG

Piotr Woźniak jest absolwentem Geologii Uniwersytetu Warszawskiego. W latach 1990-1991 był doradcą Ministra Rolnictwa i Ministra Przemysłu, a w latach 1992-1996 pełnił funkcję radcy handlowego w Ambasadzie RP w Kanadzie. Doradca Premiera ds. infrastruktury (1998-2000). W latach 1999-2002 piastował różne funkcje w PGNiG: członek Rady Nadzorczej, a od czerwca 2000 r. na stanowisku wiceprezesa zarządu. Radny Warszawy w kadencji 2002-2006. W latach 2005-2007 na stanowisku Ministra Gospodarki. Od grudnia 2011 r. do grudnia 2013 r. Wiceminister w Ministerstwie Środowiska, Główny Geolog Kraju. Wykładowca na Uczelni Łazarskiego oraz w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie, członek Konwentu Akademii Pedagogiki Specjalnej im. Marii Grzegorzewskiej w Warszawie. Od 2009 r. Przewodniczący a od marca 2014 r. Wice-Przewodniczący Rady Administracyjnej Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER).

W dniu 19 grudnia 2016 r. ponownie powołany na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG na 3 letnią kadencję rozpoczynającą się 31 grudnia 2016 r.

Prezes Zarządu:

- kieruje pracami Zarządu oraz koordynuje pracę Członków Zarządu we wszystkich obszarach działalności GK PGNiG,
- sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie:
 - kontroli i audytu wewnętrznego
 - strategii personalnych, systemów wynagradzania i czasu pracy, polityki zatrudnienia i płac
 - ochrony informacji niejawnych, ochrony danych osobowych, realizacji zadań obronnych oraz ochrony obiektów,
 - sprawowania nadzoru właścicielskiego w ramach GK PGNiG i kreowania optymalnego kształtu GK PGNiG,
 - polityki, założeń i programów poszukiwania i wydobywania węglowodorów w kraju i poza jego granicami, prowadzenia całości spraw koncesyjnych związanych z poszukiwaniem i rozpoznawaniem oraz eksploatacją złóż węglowodorów, składowaniem odpadów w górotworze i bezzbiornikowym magazynowaniem substancji,
 - wypracowywania założeń i przepisów technicznych, norm i standardów obowiązujących w obszarze górnictwa naftowego, funkcjonowania i bezpieczeństwa systemów wydobywczych, podziemnych magazynów gazu, standaryzacji i nadzoru nad jednolitymi systemami jakości,
 - procesów akwizycyjnych w obszarze *upstreamu* zagranicznego,
 - planowania, rozwoju i funkcjonowania systemów informatycznych i rozwoju w obszarze IT,
 - kompleksowej obsługi prawnej zabezpieczającej prawne interesy PGNiG, jednolitego stosowania prawa powszechnego, wydawania zarządzeń i pism okólnych obowiązujących w Spółce,
 - działalności Oddziału Geologii i Eksploatacji, Oddziałów PGNiG w Odolanowie, Sanoku, Zielonej Górze, Oddziału Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego w Krakowie, oraz Oddziałów Zagranicznych - funkcjonowania przedstawicielstwa Spółki w Moskwie.

Radosław Bartosik - Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych

Radosław Bartosik ukończył studia na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu. Jest absolwentem studiów podyplomowych, m.in. w dziedzinie zarządzania przedsiębiorstwem, marketingu oraz z obszaru rynku energii elektrycznej, ciepła i gazu. Ukończył również program studiów menedżerskich MBA oraz złożył egzamin dla kandydatów do rad nadzorczych w spółkach Skarbu Państwa. Posiada uprawnienia dozoru ruchu o specjalności górniczej. Radosław Bartosik, wliczając czteroletnią przerwę, jest związany z Grupą Kapitałową PGNiG od 1997 r. Pracę zawodową rozpoczął w oddziale PGNiG S.A. w Zielonej Górze, gdzie przez kolejne lata zdobywał doświadczenie i rozwijał swoją karierę zaczynając od pracy na kopalniach ropy naftowej i gazu ziemnego, poprzez pełnienie funkcji Specjalisty Marketingu, a następnie kierownika Działu Umów i Przetargów. W 2006 r. został Dyrektorem Ekonomiczno-Handlowym. Trzy lata później rozpoczął pracę w Warszawie jako Zastępca Dyrektora Oddziału w PGNiG., Oddział Operator Systemu Magazynowania (obecnie GSP, jednostka zależna PGNiG). Pełnił również funkcję Głównego Specjalisty ds. Środków Unijnych w Centrali PGNiG. Do końca 2016 r. zatrudniony w PSG Oddział w Warszawie na stanowisku Zastępcy Dyrektora ds. Ekonomicznych.

W dniu 19 grudnia 2016 r. powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych na 3 letnią kadencję rozpoczynającą się 31 grudnia 2016 r.

Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki w zakresie:

- programu Społecznej Odpowiedzialności Biznesu (CSR)
- strategii zakupów w ramach Spółki i GK PGNiG
- administrowania majątkiem Spółki z wyłączeniem majątku sieciowego, majątku górniczego i podziemnych magazynów gazu,
- zagospodarowania majątku nieprodukcyjnego, w tym nieruchomości Spółki,
- kreowania i realizacji polityki sponsoringowej i wizerunku marki Spółki w Polsce i za granicą,
- współpracy z operatorami systemów przesyłowych i dystrybucyjnych.

Łukasz Kroplewski - Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju

Łukasz Kroplewski jest magistrem prawa oraz magistrem administracji, ukończył studia menedżerskie Executive MBA. Doświadczenie zawodowe zdobywał, pracując m.in. w administracji państwowej. Na Politechnice Koszalińskiej wykładał Prawo własności intelektualnej. Blisko związany z branżą HR, z którą współpracował od 2005 r., obejmując stanowiska menadżerskie. W spółkach kapitałowych zajmował się doradztwem prawnym oraz doradztwem biznesowym. W latach 2009-2017 członek Samorządowego Kolegium Odwoławczego. Współtwórca oraz mediator Ośrodka Mediacyjnego przy Zrzeszeniu Kupców i Przedsiębiorców w Koszalinie. Jest członkiem Grupy Ekspertckiej ds. Metanu z Kopalń Europejskiej Komisji Gospodarczej Narodów Zjednoczonych (The UNECE Group of Experts on Coal Mine Methane). W lipcu 2016 r. został Wiceprezesem Izby Gospodarczej Gazownictwa, zrzeszającej podmioty działające w branży gazowniczej. W 2017 r. objął stanowisko Prezesa IGG. Dzięki staraniom Łukasza Kroplewskiego Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA dołączyło do Międzynarodowego Centrum Doskonałości w zakresie metanu z kopalń węgla (ICE-CMM, International Centre of Excellence on Coal Mine Methane), w którym pełni funkcję przewodniczącego Prezydium. W 2017 r. objął stanowisko członka Rady Naukowej Instytutu Lotnictwa kadencji 2017-2021. W tym samym roku został Radcą Krajowej Izby Gospodarczej.

W dniu 19 grudnia 2016 r. ponownie powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Rozwoju na 3 letnią kadencję rozpoczynającą się 31 grudnia 2016 r.

Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie m.in. w zakresie:

- przedsięwzięć innowacyjnych i rozwojowych realizowanych z udziałem PGNiG,
- rozpoznawania i monitorowania możliwości pozyskania funduszy unijnych na finansowanie działalności,
- nadzoru nad działalnością normalizacyjną w Spółce,
- wypracowywania założeń i przepisów technicznych, norm i standardów obowiązujących w obszarze gazownictwa,
- działalności Oddziału Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze oraz funkcjonowania zagranicznych przedstawicielstw Spółki w Kijowie i Wysokoje.

Michał Pietrzyk - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

Michał Pietrzyk jest absolwentem kierunku Finanse i Bankowość Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie oraz studiów podyplomowych w zakresie prawa dla menedżerów na Akademii Leona Koźmińskiego. Doświadczenie zawodowe zdobywał od 1995 r. w sektorze bankowym. Od 2003 r. związany z GK PGNiG, początkowo na stanowisku Kierownika Działu Skarbu PGNiG, a w latach 2006-2016 - Zastępcy Dyrektora Departamentu Ekonomicznego. W lutym 2016 r. objął stanowisko Dyrektora Departamentu Ekonomicznego PGNiG.

W dniu 19 grudnia 2016 r. powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych na 3 letnią kadencję rozpoczynającą się 31 grudnia 2016 r.

Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie:

- realizacji celów strategicznych Spółki w aspekcie ekonomicznym i finansowym,
- przygotowania i realizacji Planu Działalności Gospodarczej Spółki,
- analiz i ocen ekonomiczno-finansowych projektów rozwojowych i inwestycyjnych, planowania i kontroli polityki inwestycyjnej w zakresie finansowym, monitorowania wykorzystania środków finansowych kierowanych na realizację planów eksploatacyjnych, inwestycyjnych i remontowych,
- funkcjonowania wewnętrznych rozliczeń i operacji finansowych PGNiG,
- przepływów pieniężnych w GK PGNiG, budżetowania i kontroli kosztów i przychodów Spółki, polityki kredytowej, podatkowej i zobowiązań podatkowych Spółki,
- zarządzania ryzykiem finansowym, analizy ekonomiczno-finansowej nowych przedsięwzięć kapitałowych,
- funkcjonowania i rozwoju rachunkowości,
- ustalania zasad i nadzorowania sporządzania sprawozdań finansowych,
- relacji inwestorskich.

Maciej Woźniak - Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych

Maciej Woźniak jest absolwentem Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie (tytuł magistra ekonomii) i Krajowej Szkoły Administracji Publicznej oraz Studiów Podyplomowych w zakresie Wyceny Nieruchomości na Politechnice Warszawskiej. Jest członkiem Korpusu Służby Cywilnej RP. W 2011 r. uczestniczył w *International Visitor Leadership Program* organizowanym przez Departament Stanu USA. W latach 2003-2008 pracował w Ministerstwie Finansów i Ministerstwie Gospodarki. W tym ostatnim kierował Departamentem Ropy i Gazu. Był odpowiedzialny za wdrożenie ustawy o zapasach obowiązkowych ropy, paliw i gazu ziemnego oraz za uzyskanie przez Polskę członkostwa w Międzynarodowej Agencji Energii (*International Energy Agency*) przy OECD w Paryżu. Później wielokrotnie reprezentował Polskę na posiedzeniach Rady Zarządzającej MAE. Przygotowywał również wdrożenie do polskiego porządku prawnego II pakietu liberalizacyjnego UE dla rynku gazu i w pracach na forum unijnym nad III pakietem. W latach 2008-2010 był głównym doradcą Prezesa Rady Ministrów ds. Bezpieczeństwa Energetycznego oraz Sekretarzem międzyresortowego Zespołu ds. Polityki Bezpieczeństwa Energetycznego przy Prezesie Rady Ministrów. Reprezentował Polskę w Grupie Wysokiego Szczebla ds. Energii Państw Grupy Wyszehradzkiej oraz w Grupie ds. Planu Połączeń Między Bałtyckimi Rynkami Energetycznymi przy Komisji Europejskiej. Nadzorował przygotowania do budowy Terminala LNG w

Świnoujściu. Brał udział w zespole negocjacyjnym polsko-rosyjskiej umowy międzyrządowej na dostawy gazu - zrezygnował z funkcji doradcy Premiera po podpisaniu tej umowy w listopadzie 2010 r. W latach 2011-2013 był doradcą Ministra Środowiska i Głównego Geologa Kraju odpowiedzialnym za reformę prawa geologicznego i górnictwa. Pełnił funkcję członka rad nadzorczych Operatora Logistycznego Paliw Płynnych, Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa oraz przewodniczącego rady nadzorczej Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Warszawie.

W dniu 19 grudnia 2016 r. ponownie powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych na 3 letnią kadencję rozpoczynającą się 31 grudnia 2016 r.

Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie:

- kreowania polityki regulacyjnej we współpracy z organami administracji publicznej, organami UE oraz organizacjami branżowymi,
- planowania i realizacji polityki handlowej Spółki, w szczególności w zakresie sprzedaży gazu ziemnego i energii elektrycznej, polityki sprzedaży gazu, energii elektrycznej i innych produktów,
- kreowania rozwoju rynku gazu ziemnego, polityki importowej gazu ziemnego, w tym w zakresie dywersyfikacji dostaw,
- nawiązywania i utrzymywania stałych kontaktów z firmami zagranicznymi, organizacjami międzynarodowymi oraz administracją obcych państw w zakresie stosunków handlowych, monitorowania i analizowania rynków zagranicznych,
- współpracy z GAZ-SYSTEM, Polskie LNG, Urzędem Morskim w Szczecinie i Zarządem Portów Morskich Szczecin i Świnoujście w zakresie importu skroplonego gazu ziemnego do Polski,
- transportu gazu w zakresie planowania, realizacji i rozliczeń umów o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji gazu ziemnego dla potrzeb PGNiG,
- przygotowania okresowych bilansów paliw gazowych, okresowych rozliczeń realizacji dostaw paliw gazowych, służby informacyjnej, w tym przyjmowania informacji o zdarzeniach i sytuacjach kryzysowych we wszystkich obszarach działalności Spółki,
- polityki taryfowej Spółki, współpracy z URE w zakresie opracowywania projektów taryf i cen na produkty oraz usługi PGNiG oraz uzyskania przez Spółkę koncesji,
- polityki informacyjnej Spółki oraz komunikacji korporacyjnej,
- działalności Oddziału Obrotu Hurtowego oraz funkcjonowania zagranicznego przedstawicielstwa Spółki w Brukseli.

Magdalena Zegarska - Wiceprezes Zarządu

Magdalena Zegarska jest absolwentką Prywatnej Wyższej Szkoły Ochrony Środowiska w Radomiu. Ponadto ukończyła studia Master of Business Administration dla firm sektora naftowego i gazowniczego oraz posiada absolutorium uzyskane w Wyższej Szkole Zarządzania i Marketingu Stowarzyszenia Inicjatyw Gospodarczych w Warszawie o kierunku zarządzanie dużym przedsiębiorstwem. Ukończyła liczne kursy i szkolenia z psychologii zarządzania zespołami pracowniczymi, kurs na członków Rad Nadzorczych i zdała egzamin państwowy przed Komisją Skarbu Państwa. W latach 2011-2014 pełniła funkcję Sekretarza Rady Pracowników II kadencji oraz w latach 2010-2014 Sekretarza Zakładowej Komisji Koordynacyjnej NSZZ „Solidarność” w PGNiG. W latach 2014-2017 pełniła funkcję członka Rady Nadzorczej PGNiG, Sekretarza Rady Nadzorczej oraz Wiceprzewodniczącego Komitetu Audytu. Pracę w PGNiG rozpoczęła w 1998 r. w Mazowieckiej Spółce Gazownictwa, następnie pracowała w Mazowieckim Oddziale Handlowym. Od 2013 r. zajmowała różne stanowiska w Centrali Spółki w Departamencie Handlu Detalicznego, Departamencie Infrastruktury, a następnie w Departamencie Majątku i Administracji gdzie pełniła obowiązki zastępcy Dyrektora Departamentu Majątku i Administracji. Od stycznia 2016 r. pełni funkcję Pełnomocnika Zarządu PGNiG ds. Systemu Zarządzania Jakością, Bezpieczeństwem Pracy, Ochroną Zdrowia i Środowiska. W okresie od kwietnia 2016 r. do marca 2017 r. zajmowała stanowisko Zastępcy Dyrektora Departamentu ds. QHSE, z powierzonymi zadaniami kierowania pracami Departamentu.

W dniu 6 marca 2017 r. została powołana na stanowisko Wiceprezesa Zarządu. Do dnia 6 marca 2017 r. funkcję Wiceprezesa Zarządu pełnił Pan Waldemar Wójcik.

Wiceprezes Zarządu wybrany przez pracowników Spółki sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie:

- zapewnienia warunków bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej,
- współpracy ze związkami zawodowymi, Radą Pracowników i innymi organizacjami pracowniczymi w zakresie dotyczącym Spółki i GK PGNiG,
- przeprowadzenia procesu wydania akcji uprawnionym pracownikom Spółki.

Podział kompetencji członków Zarządu PGNiG reguluje Uchwała Nr 347/2017 Zarządu Spółki PGNiG z dnia 26 czerwca 2017 r.

10.2. Rada Nadzorcza

Bartłomiej Nowak - Przewodniczący Rady Nadzorczej

Bartłomiej Nowak specjalizuje się m.in. w prawie energetycznym, gospodarczym i konkurencji oraz prawie Unii Europejskiej. W latach 2007-2009 pracował na rzecz Dyrekcji Generalnej Komisji Europejskiej ds. Transportu i Energii oraz jako doradca Prezesa URE. W latach 2010-2014 pełnił funkcję doradcy w Kancelarii Domański Zakrzewski Palinka sp.k. oraz Członka Rady Nadzorczej PTE WARTA SA. Od 2009 r. związany z Akademią Leona Koźmińskiego w Warszawie na stanowiskach: Adiunkta, a później Profesora Nadzwyczajnego w Kolegium Prawa, oraz Prorektora ds. Studiów Ekonomiczno-Społecznych. Członek Rady Naukowej Narodowego Centrum Badań Jądrowych.

Bartłomiej Nowak oświadczył, że spełnia kryteria niezależności określone w § 36 Statutu Spółki.

Bartłomiej Nowak pełni funkcję Przewodniczącego Rady Nadzorczej od 27 lipca 2016 r.

Piotr Sprzączak - Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej

Piotr Sprzączak jest absolwentem Uniwersytetu Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie oraz Krajowej Szkoły Administracji Publicznej w Warszawie. Doświadczenie zawodowe zdobywa od 2011 r., pracując w Departamencie Ropy i Gazu na rzecz Ministerstwa Gospodarki i następnie Ministerstwa Energii. Aktualnie pełni funkcję Naczelnika Wydziału Infrastruktury w Ministerstwie Energii. Obszarem jego aktywności zawodowej jest wszystkim.in. bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego do Polski. W ramach obowiązków służbowych zajmował się m.in. negocjacjami aktów prawnych UE w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego i kształtowania otoczenia regulacyjnego w ramach tzw. pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”. Koordynuje działania wynikające ze współpracy międzynarodowej, członkostwa Polski w Unii Europejskiej oraz międzynarodowych organizacjach i porozumieniach energetycznych. W latach 2011-2014 zajmował się opracowaniem i aktualizacją Oceny ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego, Planu działań zapobiegawczych oraz Planu na wypadek sytuacji nadzwyczajnej.

Piotr Sprzączak pełni funkcję Wiceprzewodniczącego Rady Nadzorczej od 29 czerwca 2017 r. Do dnia 28 czerwca 2017 r. funkcję Wiceprzewodniczącego Rady Nadzorczej pełnił Wojciech Bieńkowski.

Sławomir Borowiec - Sekretarz Rady Nadzorczej

Sławomir Borowiec w 1992 r. ukończył Akademię Górniczo-Hutniczą w Krakowie, Wydział Wiertniczo-Naftowy. W tym samym roku rozpoczął pracę w Zielonogórskim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu. W 2001 r. ukończył Państwową Szkołę Zawodową w Gorzowie Wielkopolskim, Instytut Zarządzania i Finansów w zakresie Zarządzania i Marketingu, a w 2004 r. ukończył kierunek Rachunkowość o specjalności Rachunkowość Jednostek Gospodarczych na Politechnice Koszalińskiej. Obecnie zatrudniony na stanowisku Kierownika Ośrodka Kopalń Drezdenko. Posiada uprawnienia Kierownika Ruchu Zakładu Górnictwa. W 2002 r. zdał egzamin na członków Rad Nadzorczych, a w 2010 r. otrzymał Stopień Górniczy: Dyrektor Górniczy II Stopnia.

Do dnia 5 marca 2017 r. funkcję Członka Rady Nadzorczej i Sekretarza Rady Nadzorczej pełniła Magdalena Zegarska. Sławomir Borowiec pełnił funkcję Sekretarza Rady Nadzorczej od 6 marca 2017 r.

Piotr Broda - Członek Rady Nadzorczej

Piotr Broda jest absolwentem Wydziału Handlu Zagranicznego Szkoły Głównej Handlowej oraz studiów *Executive MBA* na Uniwersytecie w Minnesocie. Doświadczenie zdobywał w czołowych instytucjach finansowych, rozpoczynając karierę zawodową w 1991 r. w Bank Austria Creditanstalt S.A. Warszawa. Pełnił m.in. funkcje Zastępcy Dyrektora Wydziału Skarbu (w latach 1995-1998), a następnie Dyrektora Wydziału Skarbu i Przewodniczącego Komitetu Zarządzania Aktywami i Pasywami (w latach 1998-2000). W listopadzie 2000 r. został Managerem Zespołu Inwestycji w Allianz S.A., a w 2002 r. objął stanowisko Zastępcy Dyrektora Biura Inwestycji Finansowych PZU S.A. Pracę na rzecz Grupy PZU kontynuował jako Dyrektor Biura Instrumentów Dłużnych i Pochodnych oraz Wiceprezes Zarządu PZU Asset Management S.A. w latach 2008-2011, a także jako Wiceprezes Zarządu PZU TFI S.A. (w latach 2009-2013). Przez ponad 4 lata (2013-2017) był Członkiem Zarządu TFI BGK S.A. Posiada wieloletnie doświadczenie jako Członek Rad Nadzorczych - funkcję tę pełnił w latach 2002-2004 w PZU Asset Management S.A. oraz PZU NFI Management S.A., a następnie w latach 2005-2006 w Lentex S.A. oraz w latach 2006-2007 w Jago S.A. Jest autorem publikacji o tematyce finansowej w ramach współpracy eksperckiej z Instytutem Sobieskiego.

Piotr Broda oświadczył, że spełnia kryteria niezależności określone w § 36 Statutu Spółki.

Andrzej Gonet - Członek Rady Nadzorczej

Andrzej Gonet ukończył z wyróżnieniem studia na Wydziale Wiertniczo-Naftowym Akademii Górniczo-Hutniczej w 1975 r., a następnie podjął pracę na tym wydziale, gdzie w 1980 r. obronił z wyróżnieniem pracę doktorską. W 1989 r. uzyskał stopień doktora habilitowanego nauk technicznych. W 1998 r. otrzymał tytuł profesora nauk technicznych i jest zatrudniony na stanowisku profesora zwyczajnego w AGH. Ukończył kilka studiów podyplomowych na AGH, UJ i PAN oraz kurs dla kandydatów na członków rad nadzorczych w spółkach z udziałem Skarbu Państwa. Był członkiem Rady Nadzorczej w ZUN Sp. z o. o. w Krośnie w okresie 2000-2002 r. i PNiG Sp z o. o. w Krakowie (w latach 2011 – 2013). Jest autorem i współautorem ponad 300 prac publikowanych, 260 niepublikowanych prac naukowo-badawczych, 29 zatwierdzonych i zgłoszonych patentów oraz 8 licencji. Posiada certyfikat biegłego Wojewody Małopolskiego z zakresu oceny oddziaływania na środowisko, rzeczoznawcy SITPIG oraz krajowe

i zagraniczne doświadczenie zawodowe. Wielokrotny konsultant i recenzent prac naukowych i projektów naukowo-badawczych. Członek Sekcji Wiertnictwa i Górnictwa Otworowego Komitetu Górnictwa PAN. Podczas wieloletniej pracy zawodowej pełnił różne funkcje, m.in. kierownika Zakładu Wiertnictwa, zastępcy dyrektora Instytutu Wiertniczo-Naftowego, przez 2 kadencje - prodziekana i dziekana Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, którą to funkcję pełni 3 kadencję. Ponadto był współorganizatorem Państwowej Wyższej Szkoły Zawodowej w Krośnie, gdzie pełnił funkcję prorektora i rektora.

Mieczysław Kawecki - Członek Rady Nadzorczej

Mieczysław Kawecki jest absolwentem Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, magistrem inżynierem o specjalności eksploatacja otworowa. Ukończył studia podyplomowe w zakresie podziemnego magazynowania gazu oraz kierunek ochrony środowiska w gospodarce na AGH w Krakowie. Posiada uprawnienia kierownika ruchu zakładu górniczego oraz I stopień Dyrektora Górniczego. Pracę zawodową rozpoczął w 1976 r. w Sanockim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu na kopalni ropy naftowej Wańkowa. W 1984 r. został kierownikiem nowo powstałej kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego Lublin, a w 1986 r. objął funkcję kierownika na kopalni ropy naftowej Wielopole. W latach 1991-2017 pracował na stanowisku kierownika PMG Strachocina. Od 2017 r. na stanowisku kierownika Działu Podziemnego Magazynowania Gazu w Oddziale PGNiG w Sanoku. Prezes Zarządu Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego – SITPniG Oddział w Sanoku. W latach 1990 – 1992 był członkiem Rady Pracowniczej w Sanockim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu oraz delegatem na Ogólne Zebranie Delegatów PGNiG Warszawa. Od 1994 r. do momentu przekształcenia w spółkę był członkiem Rady Pracowniczej PGNiG Warszawa w VI i VII kadencji. Do 1998 r. członek grupy konsultacyjnej przy PGNiG. W latach 2003-2005 Przewodniczący Związku Zawodowego „KADRA” w Oddziale w Sanoku i członek Związkowej Komisji Koordynacyjnej. Członek a następnie sekretarz Rady Nadzorczej PGNiG w latach 2005-2014.

Stanisław Sieradzki - Członek Rady Nadzorczej

Stanisław Sieradzki jest absolwentem geologii stratygraficzno-poszukiwawczej Uniwersytetu Wrocławskiego. Ukończył studia podyplomowe na Akademii Górniczo-Hutniczej w zakresie inżynierii złożowej. Od 1986 r. nieprzerwanie pracuje w PGNiG, najpierw na stanowisku samodzielnego geologa, później specjalisty geologa w Dziale Geologii Ruchowej, następnie Kierownika Działu Rozpoznawania i Dokumentowania Złóż w Oddziale PGNiG w Sanoku. Z chwilą powstania Oddziału Geologii i Eksploatacji powołany na funkcję Kierownika Ośrodka Projektowego w Sanoku. Obecnie zajmuje stanowisko Zastępcy Kierownika Działu Projektowego w Jaśle, biuro w Sanoku. W swojej dotychczasowej pracy zajmował się głównie pracami poszukiwawczymi za ropą naftową i gazem ziemnym. Uzyskał między innymi: uprawnienia Ministra Środowiska do wykonywania, dozoru i kierowania pracami geologicznymi w kategorii I w zakresie poszukiwania i rozpoznawania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, kwalifikacje osoby wyższego dozoru ruchu w specjalności geologicznej oraz uprawnienia geologa górniczego w zakładach górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi, nadane przez Prezesa Wyższego Urzędu Górniczego. Ponadto posiada uprawnienia audytora wewnętrznego systemu zarządzania.

Grzegorz Tchorek - Członek Rady Nadzorczej

Grzegorz Tchorek jest absolwentem Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego. W 2007 r. obronił pracę doktorską, za którą otrzymał nagrodę Premiera Rady Ministrów w konkursie na najlepsze prace doktorskie. Po obronie doktoratu rozpoczął pracę jako adiunkt na Wydziale Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego oraz w Narodowym Banku Polskim jako doradca (od 2009 r.). Jako ekspert zajmuje się obecnie analizą doświadczeń krajów strefy euro, oceną konkurencyjności gospodarek i przedsiębiorstw, globalnymi łańcuchami dostaw oraz rozwojem elektromobilności w Polsce. Realizuje projekty badawcze związane z elektromobilnością, gazomobilnością i mobilnością współdzieloną.

Grzegorz Tchorek oświadczył, że spełnia kryteria niezależności określone w § 36 Statutu Spółki.

Do dnia 28 czerwca 2017 r. w skład Rady Nadzorczej wchodził: Wojciech Bieńkowski, Sławomir Borowiec, Mateusz Boznański, Andrzej Gonet, Bartłomiej Nowak, Piotr Sprzączak oraz Anna Wellisz. ZWZ PGNiG w dniu 28 czerwca 2017 r. odwołało ze składu Rady Nadzorczej wyżej wymienione osoby. W dniu 28 czerwca 2017 r. ZWZ powołało w skład Rady Nadzorczej: Sławomira Borowca, Piotra Brodę, Andrzeja Gonetę, Mieczysława Kaweckiego, Bartłomieja Nowaka, Stanisława Sieradzkiego, Piotra Sprzączaka oraz Grzegorza Tchorka.

10.3. Polityka wynagrodzeń i wynagrodzenia osób zarządzających

Polityka wynagradzania w PGNiG

Podstawową regulację wewnętrzną w zakresie polityki wynagradzania stanowi Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy (ZUZP) zawarty z zakładowymi organizacjami związków zawodowych w dniu 15 lipca 2009 r. Dodatkowo system wynagrodzeń regulowany jest przez wewnętrzne regulaminy jednostek organizacyjnych oraz umowy społeczne zawarte z organizacjami związkowymi.

Zgodnie z przyjętymi zasadami polityki płacowej stawki wynagrodzeń zasadniczych kształtowane są w oparciu o wartościowanie stanowisk pracy. Wysokość stawek zależy od poziomu kwalifikacyjnego, do którego zostało przypisane dane stanowisko, zgodnie z rodzajem wykonywanej pracy, wymaganymi kwalifikacjami oraz doświadczeniem zawodowym.

Regulacje płacowe zapewniają pracownikom dodatkowe składniki wynagrodzeń, w tym do najistotniejszych należy zaliczyć:

- nagrody i premie w ramach systemu motywacyjnego,
- nagrodę barbórkową – wypłacaną z reguły w wysokości jednomiesięcznego wynagrodzenia zasadniczego,
- nagrody jubileuszowe oraz odprawy emerytalne – których wysokość uwarunkowana jest stażem pracy w PGNiG,
- premię roczną – której wysokość uzależniona jest od osiągniętych przez Spółkę wyników finansowych, każdorazowo negocjowana ze strona społeczną.

Do najistotniejszych składników wchodzących w skład wynagrodzeń z tytułu stosunku pracy należy zaliczyć: wynagrodzenia zasadnicze, premie okresowe i nagrody zadaniowo-projektowe, nagrodę barbórkową, nagrodę roczną, nagrody jubileuszowe, odprawy emerytalne, ekwiwalent pieniężny za niewykorzystany urlop.

System motywacyjny

W PGNiG funkcjonuje system premiowania, do którego podstawowych elementów należy zaliczyć:

- MBO (Zarządzanie przez Cele) - obejmuje stanowiska kadry menedżerskiej, na których realizowane są kluczowe cele dla PGNiG. Wysokość premii MBO zależna jest od jakości i stopnia realizacji przypisanych celów,
- uznaniowa nagroda okresowa – dotyczy pozostałych pracowników, przyznawana kwartalnie zgodnie z uznaniową oceną wyników pracy przez przełożonego,
- uznaniowa nagroda zadaniowa – jest to pozostający w dyspozycji Zarządu PGNiG fundusz, przeznaczony na indywidualne, uznaniowe nagrody dla pracowników uzyskujących wyróżniające wyniki w pracy zawodowej,
- uznaniowa nagroda projektowa – obejmuje pracowników zaangażowanych w realizację zadań projektowych, wysokość nagrody zależna jest od stopnia i jakości wykonania konkretnych zadań.

Dodatковым elementem systemu motywacyjnego jest wdrożony w 2015 r. system retencji pracowników o kluczowym znaczeniu dla PGNiG. Celem systemu retencji jest przeciwdziałanie utracie pracowników, których wiedza, doświadczenie oraz dostęp do informacji o szczególnym znaczeniu dla PGNiG mogłyby potencjalnie zostać wykorzystane przez podmioty konkurencyjne.

Wspomagającym elementem systemu motywacyjnego są również przyznawane z okazji Dnia Górnika stopnie górnicze, odznaki branżowe oraz związane z tym gratyfikacje finansowe. Stopnie górnicze i odznaki branżowe nadawane są za wieloletnią pracę zawodową oraz szczególnie zasługi i osiągnięcia w pracy zawodowej.

Świadczenia na rzecz pracowników

Świadczenie	Opis świadczenia
Świadczenia socjalne	PGNiG z najwyższą starannością wypełnia swoje powinności wobec pracowników, a także członków ich rodzin szczególnie w zakresie działalności socjalno-bytowej, która obejmuje m.in. organizację oraz dofinansowanie wypoczynku krajowego i zagranicznego dla pracowników i ich dzieci, pomoc finansową i rzeczową dla rodzin znajdujących się w najtrudniejszej sytuacji materialnej i zdrowotnej, zwrotną pomoc finansową na cele mieszkaniowe, a także organizację oraz dofinansowanie zajęć rekreacyjno-sportowych i kulturalno-oświatowych.
Opieka medyczna	Zgodnie z art 13 ust.1 Zakładowego Układu Zbiorowego Pracy dla Pracowników PGNiG pracownik może skorzystać z dodatkowego płatnego urlopu zdrowotnego, z przeznaczeniem na leczenie w ośrodku sanatoryjnym lub profilaktyczno-lecznicy. Urlop taki przysługuje pracownikowi, u którego w wyniku badań okresowych lub kontrolnych lekarz medycyny pracy stwierdził pogorszenie, względnie zagrożenie stanu zdrowia, a w szczególności w związku z wypadkiem przy pracy, chorobą zawodową, zatrudnieniem przy pracach szkodliwych dla zdrowia, oraz pracach szczególnie uciążliwych. Pracownicy oraz członkowie ich rodzin mają możliwość skorzystania z kompleksowych usług medycznych w placówkach medycznych POLMED S.A. oraz placówkach współpracujących medycznych z POLMED S.A. na terenie całego kraju. Koszty zakupu abonamentu pracowniczego na usługi medyczne pokrywa Pracodawca (pracownik płaci podatek, składki na ubezpieczenie społeczne i zdrowotne).
Pracowniczy Program Emerytalny	PGNiG oferuje swoim pracownikom pracowniczy program emerytalny (PPE) w rozumieniu ustawy z dnia 20 kwietnia 2004 r. o pracowniczych programach emerytalnych (Dz. U. Nr 116, poz. 1207). W programie uczestniczyć może każdy pracownik, który pozostaje nieprzerwanie w zatrudnieniu co najmniej 3 miesiące.
Bony pracownicze	Pracownicy PGNiG z okazji Świąt Wielkanocnych oraz Bożego Narodzenia otrzymują bony towarowe, których wysokość każdorazowo określa Pracodawca.
Ubezpieczenia grupowe	Pracownik może przystąpić do programu ubezpieczenia grupowego dla pracowników GK PGNiG oraz członków ich rodzin. Program ubezpieczeniowy przygotowany został i prowadzony jest przez PZU Życie przy współpracy z brokerem ubezpieczeniowym DONORIA S.A.
Wypoczynek pracowników	PGNiG organizuje oraz dofinansowuje wypoczynek krajowy i zagraniczny dla pracowników i dzieci pracowników, a także dla byłych pracowników Spółki. W ramach prowadzonej działalności socjalnej realizowany jest zakup skierowań m.in.: na kolonie, obozy, zimowiska oraz wczasy indywidualne dla dzieci pracowników. Organizowane są także półkolonie dla dzieci oraz turnusy wypoczynkowe dla pracowników. Pracownicy mogą również skorzystać z dofinansowania do wypoczynku organizowanego we własnym zakresie.
Pomoc finansowa	PGNiG oferuje pracownikom zwrotną pomoc finansową na cele mieszkaniowe – w ramach prowadzonej działalności socjalnej udzielane są pożyczki na bieżące cele mieszkaniowe (remont, modernizację) oraz na budowę lub zakup mieszkania czy domu. Udzielane są także bezzwrotne zapomogi losowe dla przewlekle chorych pracowników oraz zapomogi ekonomiczne, dla pracowników znajdujących się w trudnej sytuacji materialnej. Poza tym realizowana jest także pomoc finansowa ze Wspólnego Funduszu Świadczeń Socjalnych na podstawie umowy zawartej ze spółkami GK PGNiG.
Sport i rekreacja	PGNiG wspiera różne formy aktywnego wypoczynku – pracownicy mogą liczyć m.in. na korzystne ceny kart MULTISPORT, OK System oraz dofinansowanie pikników rodzinnych czy zawodów sportowych.

Polityka wynagradzania członków organów spółek zależnych

W PGNiG przyjęte są zasady wynagradzania członków organów spółek zależnych.

W 2017 r. w spółkach zależnych GK PGNiG zasady ustalania i poziom wynagrodzeń członków zarządu i rady nadzorczej dostosowano do przepisów ustawy z dnia 9 czerwca 2016 r. o zasadach kształtowania wynagrodzeń osób kierujących niektórymi spółkami. W większości spółek zależnych wynagrodzenia dostosowano do ogólnej zasady określonej powyższą ustawą. W niektórych spółkach zależnych, przy akceptacji Rady Nadzorczej PGNiG, wynagrodzenia zostały określone w innej, dopuszczalnej ustawą, sposób.

Zgodnie z zapisami ustawy wynagrodzenie całkowite członków organów zarządzających składa się z części stałej, stanowiącej wynagrodzenie miesięczne podstawowe, określonej kwotowo, oraz części zmiennej, stanowiącej wynagrodzenie uzupełniające za rok obrotowy spółki. Część stała uzależniona jest od skali działalności spółki, natomiast część zmienna uzależniona jest od poziomu realizacji celów zarządczych.

Polityka wynagradzania członków organów zarządczych i nadzorczych PGNiG

W dniu 24 listopada 2016 r. NWZ PGNiG podjęło uchwałę nr 9/XI/2016 w sprawie zasad kształtowania wynagrodzeń członków Zarządu PGNiG. Zgodnie z podjętą uchwałą wynagrodzenie całkowite członka Zarządu składa się z części stałej, stanowiącej wynagrodzenie miesięczne podstawowe (Wynagrodzenie Stałe) oraz części zmiennej, stanowiącej wynagrodzenie uzupełniające za rok obrotowy PGNiG (Wynagrodzenie Zmienne).

Do określenia wysokości kwoty miesięcznego Wynagrodzenia Stałego Członków Zarządu Walne Zgromadzenie upoważniło Radę Nadzorczą, z zastrzeżeniem że:

- a) Wynagrodzenie Stałe Prezesa Zarządu zostanie ustalone w przedziale kwotowym mieszczącym się od 7 do 15 – krotności przeciętnego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego, ogłoszonego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego,
- b) Wynagrodzenie Stałe Członków Zarządu zostanie ustalone w przedziale kwotowym mieszczącym się od 7 do 15 – krotności przeciętnego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego, ogłoszonego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego.

Wynagrodzenie Zmienne zostało przez Walne Zgromadzenie uzależnione od poziomu realizacji Celów Zarządczych, z zastrzeżeniem, że nie może przekroczyć 100% Wynagrodzenia Stałego. Uszczegółowienia Celów Zarządczych dokonuje Rada Nadzorcza.

Dodatkowo, Członek Zarządu nie może pobierać wynagrodzenia z tytułu pełnienia funkcji członka organu w podmiotach zależnych od PGNiG w ramach grupy kapitałowej w rozumieniu art. 4 pkt 14 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów.

W razie rozwiązania albo wypowiedzenia przez PGNiG Umowy, z zastrzeżeniem, że przyczyną wypowiedzenia nie będzie istotne naruszenie postanowień umowy, Członkowi Zarządu może być przyznana odprawa:

- a) w wysokości nie wyższej niż 1 (jeden) – krotność części stałej wynagrodzenia, pod warunkiem pełnienia przez niego funkcji przez okres od 6 (sześciu) miesięcy do 12 (dwunastu) miesięcy przed rozwiązaniem tej umowy.
- b) w wysokości nie wyższej niż 3 (trzy) – krotność części stałej wynagrodzenia, pod warunkiem pełnienia przez niego funkcji powyżej 12 (dwunastu) miesięcy przed rozwiązaniem tej umowy.

Przed podjęciem uchwały nr 9/XI/2016 przez NWZ PGNiG, zasady wynagradzania Członków Zarządu PGNiG w 2016 r. zakładały, że wynagrodzenie to składa się z części stałej, wypłacanej miesięcznie w wysokości ustalonej na mocy odrębnej uchwały Rady Nadzorczej, a także z części zmiennej w postaci premii rocznej. Premia roczna przyznawana była na wniosek, jedynie w przypadku zrealizowania przez Członków Zarządu celów określonych w karcie MBO, w wysokości uzależnionej od poziomu realizacji tych celów.

W dniu 9 września 2016 r. NWZ PGNiG podjęło uchwałę nr 9/VIII/2016 w sprawie ustalenia zasad kształtowania wynagrodzeń Rady Nadzorczej PGNiG.

Zgodnie z w/w uchwałą miesięczne wynagrodzenie członków Rady Nadzorczej, ustalone zostało jako iloczyn przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego, ogłoszone przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego oraz mnożnika:

- dla przewodniczącego rady nadzorczej – 1,7;
- dla wiceprzewodniczącego rady nadzorczej i sekretarza rady nadzorczej – 1,6;
- dla pozostałych członków rady nadzorczej – 1,5.

Do czasu podjęcia przez NWZ PGNiG uchwały nr 9/VIII/2016 w sprawie ustalenia zasad kształtowania wynagrodzeń Członków Rady Nadzorczej, wynagrodzenie to było ustalane w oparciu o art. 8 pkt. 8 ustawy z dnia 3 marca 2000 r. o wynagradzaniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnymi (tekst jedn. Dz. U. z 2015 r. poz. 2099). Zgodnie z w/w przepisami maksymalna wysokość wynagrodzenia członków rady nadzorczej nie mogła przekroczyć wysokości jednego przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego, ogłoszonego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego.

Informacje o wynagrodzeniach wypłaconych osobom wchodzącym w skład organów zarządzających i nadzorujących PGNiG

Okres od 1 stycznia 2017 r. do 31 grudnia 2017 r.

Imię i nazwisko	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród w 2017 r. wypłaconych i należnych z tytułu pełnienia funkcji w PGNiG* (w tysiącach złotych)	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2017 r.	Razem wynagrodzenie w 2017 r.
Razem Zarząd w tym:	8 649	1 591	10 240
Piotr Woźniak - Prezes Zarządu	1 422	375	1 797
Radosław Bartosik - Wiceprezes Zarządu	895	224	1 119
Łukasz Kroplewski - Wiceprezes Zarządu	1 242	241	1 483
Michał Pietrzyk - Wiceprezes Zarządu	909	238	1 147
Maciej Woźniak - Wiceprezes Zarządu	1 243	276	1 519
Magdalena Zegarska - Wiceprezes Zarządu ¹⁾	729	113	842
Violetta Jasińska-Jaśkowiak – Prokurent	554	77	631
Osoby zarządzające w 2017 r., ale nie pełniące swoich funkcji na 31 grudnia 2017 r.:			
Waldemar Wójcik - Wiceprezes Zarządu ²⁾	1 141	47	1 188
Osoby zarządzające i prokurenci w 2016 r., ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2016 r.:			
Janusz Kowalski	512	-	512
Bogusław Marzec	2	-	2
Razem Rada Nadzorcza w tym:	678	-	676
Wojciech Bieńkowski ³⁾	42	-	42
Sławomir Borowiec	86	-	86
Mateusz Boznański ³⁾	39	-	39
Piotr Broda ⁴⁾	41	-	41
Andrzej Gonet	81	-	81
Mieczysław Kawecki ⁴⁾	41	-	41
Bartłomiej Nowak	92	-	92
Stanisław Sieradzki ⁴⁾	41	-	41
Piotr Sprzączak	83	-	83
Grzegorz Tchorek ⁴⁾	41	-	41
Ryszard Wąsowicz ⁵⁾	34	-	34
Anna Wellisz ³⁾	39	-	39
Magdalena Zegarska ¹⁾	16	-	16
Razem	9 325	1 591	10 916

* W przypadku członków zarządu, świadczących usługi zarządzania w oparciu o kontrakt menadżerski, łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród w 2017 r. wypłaconych i należnych z tytułu pełnienia funkcji w Zarządzie PGNiG S.A. obejmuje podatek VAT; nie dotyczy to osób pełniących funkcje Prokurenta.

1) Magdalena Zegarska pełni funkcję Członka Zarządu od dnia 6 marca 2017 r. W okresie od 1 stycznia do 5 marca 2017 r. pełniła funkcję Członka Rady Nadzorczej.

2) Waldemar Wójcik pełnił funkcję Członka Zarządu do dnia 6 marca 2017 r.

3) Osoby pełniące funkcję Członków Rady Nadzorczej do dnia 28 czerwca 2017 r.

4) Osoby pełniące funkcję Członków Rady Nadzorczej od dnia 28 czerwca 2017 r.

5) Ryszard Wąsowicz pełnił funkcję Członka Rady Nadzorczej do dnia 30 maja 2017 r.

Okres od 1 stycznia 2016 do 31 grudnia 2016 r.*

Imię i nazwisko	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród w 2016 r. wypłaconych i należnych z tytułu pełnienia funkcji w PGNiG** (w tysiącach złotych)	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2016 r.	Razem wynagrodzenie w 2016 r.
Razem Zarząd w tym:	7 609	3 998	11 607
Piotr Woźniak - Prezes Zarządu ¹⁾	1 031	859	1 890
Radosław Bartosik - Wiceprezes Zarządu ⁴⁾	-	-	-
Łukasz Kroplewski - Wiceprezes Zarządu ²⁾	828	449	1 277
Michał Pietrzyk - Wiceprezes Zarządu ⁴⁾	-	0,4	0,4
Maciej Woźniak - Wiceprezes Zarządu ³⁾	858	606	1 464
Waldemar Wójcik - Wiceprezes Zarządu	1 069	498	1 567
Violetta Jasińska-Jaśkowiak – Prokurent	508	98	606
Osoby zarządzające w 2016 r., ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2016 r.:			
Janusz Kowalski ⁵⁾	917	697	1 614
Bogusław Marzec ⁵⁾	878	791	1 669
Osoby zarządzające w 2015 r., ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2015 r.:			
Mariusz Zawisza ⁶⁾	564	-	564
Jarosław Bauc ⁷⁾	481	-	481
Zbigniew Skrzypkiewicz ⁷⁾	475	-	475
Razem Rada Nadzorcza w tym:	514	-	514
Wojciech Bieńkowski	61	-	61
Sławomir Borowiec	61	-	61
Mateusz Boznański	59	-	59
Andrzej Gonet	60	-	60
Grzegorz Nakoneczny ¹⁰⁾	25	-	25
Bartłomiej Nowak ⁸⁾	37	-	37
Krzysztof Rogala ¹¹⁾	9	-	9
Piotr Sprzączak ⁸⁾	34	-	34
Ryszard Wąsowicz	60	-	60
Anna Wellisz ⁹⁾	47	-	47
Magdalena Zegarska	61	-	61
Razem	8 123	3 998	12 121

* Pozycje skorygowane do wartości kosztów ujętych w danym okresie, w stosunku do wcześniej prezentowanych według terminów zapłaty.

** W przypadku członków zarządu, świadczących usługi zarządzania w oparciu o kontrakt menadżerski, łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród w 2016 r. wypłaconych i należnych z tytułu pełnienia funkcji w Zarządzie PGNiG S.A. obejmuje podatek VAT; nie dotyczy to osób pełniących funkcje Prokurenta.

- 1) Piotr Woźniak pełni funkcję Prezesa Zarządu od dnia 11 lutego 2016 r., w dniach od 11 grudnia 2015 r. do 10 lutego 2016 r. pełnił funkcję Członka Rady Nadzorczej delegowanego do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu.
- 2) Łukasz Kropiewski pełni funkcję Członka Zarządu od dnia 11 lutego 2016 r.
- 3) Maciej Woźniak pełni funkcję Członka Zarządu od dnia 11 lutego 2016 r., w dniach od 11 grudnia 2015 r. do 10 lutego 2016 r. pełnił funkcję Prokurenta.
- 4) Pełnił funkcję Członka Zarządu od dnia 31 grudnia 2016 r.
- 5) Pełnił funkcję Członka Zarządu od dnia 11 lutego 2016 r. do dnia 30 grudnia 2016 r., w dniach od 11 grudnia 2015 r. do 10 lutego 2016 r. pełnił funkcję Prokurenta.
- 6) Mariusz Zawisza pełnił funkcję Prezesa Zarządu do dnia 11 grudnia 2015 r.
- 7) Pełnił funkcję Członka Zarządu do dnia 11 grudnia 2015 r.
- 8) Osoby pełniące funkcję Członków Rady Nadzorczej do dnia 28 czerwca 2016 r.
- 9) Anna Wellisz pełniła funkcję Członka Rady Nadzorczej od dnia 1 kwietnia 2016 r.
- 10) Grzegorz Nakoneczny pełnił funkcję Członka Rady Nadzorczej do dnia 28 czerwca 2016 r.
- 11) Krzysztof Rogala pełnił funkcję Członka Rady Nadzorczej do dnia 25 lutego 2016 r.

10.4. Oświadczenie o stosowaniu zasad ładu korporacyjnego

Zarząd PGNiG (dalej: „Emitent” lub „Spółka”) przedstawia na podstawie § 91 ust. 5 pkt 4 Rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 r. w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami państwa niebędącego państwem członkowskim (dalej „Rozporządzenie”) oświadczenie o stosowaniu ładu korporacyjnego.

Emitent dąży do zapewnienia jak największej transparentności swoich działań, należytej jakości komunikacji z inwestorami oraz ochrony praw akcjonariuszy.

1. Wskazanie zbioru zasad ładu korporacyjnego, któremu podlega Emitent oraz miejsca, gdzie tekst zbioru zasad jest publicznie dostępny

W 2017 r. Emitent stosował się do zbioru zasad ładu korporacyjnego zawartego w dokumencie "Dobre Praktyki Spółek Notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych 2016" (dalej „Dobre Praktyki”), przyjętych Uchwałą Nr 26/1413/2015 z dnia 13 października 2015 r. przez Radę Giełdy. Tekst wskazanego zbioru zasad wraz ze zmianami jest publicznie dostępny na oficjalnej stronie portalu Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. w części poświęconej tematyce ładu korporacyjnego pod adresem www.gpw.pl/dobre-praktyki oraz na stronie internetowej Emitenta pod adresem: www.pgnig.pl/pgnig/lad-korporacyjny/dobre-praktyki.

Przyjęty zbiór Dobrych Praktyk jest wynikiem pracy ekspertów reprezentujących różne grupy uczestników rynku kapitałowego, wchodzących w skład Komitetu konsultacyjnego GPW ds. ładu korporacyjnego. Wszystkie zmiany w Dobrych Praktykach zostały przeprowadzone w sposób zapewniający kontynuację zagadnień ujętych w poprzedniej wersji zbioru. Dla przejrzystości dokumentu oraz zaakcentowania najistotniejszych zagadnień, dokonano nowego podziału tematycznego zbioru. Przyjęto także nową systematykę dokumentu zgodną z zaleceniem Komisji Europejskiej.

2. Wskazanie postanowień zbioru zasad ładu korporacyjnego, o którym mowa w punkcie 1, od stosowania których Emitent odstąpił oraz wyjaśnienie przyczyn tego odstąpienia

W 2017 r. Emitent nie stosował czterech, wskazanych poniżej zasad i dwóch rekomendacji Dobrych Praktyk:

1. Polityka informacyjna i komunikacja z inwestorami – I.Z.1.15;
2. Zarząd i Rada Nadzorcza – II.Z.3;
3. Zarząd i Rada Nadzorcza – II.Z.2.7;
4. Zarząd i Rada Nadzorcza – II.Z.2.8;
5. Walne zgromadzenie i relacje z akcjonariuszami – IV.R.2;
6. Wynagrodzenia – VI.R.4.

Poniżej Emitent przedstawia wyjaśnienie przyczyn odstąpienia od stosowania powyższych zasad i rekomendacji.

2.1. Polityka informacyjna i komunikacja z inwestorami – I.Z.1.15

„Spółka prowadzi korporacyjną stronę internetową i zamieszcza na niej, w czytelnej formie i wyodrębnionym miejscu, oprócz informacji wymaganych przepisami prawa informację zawierającą opis stosowanej przez spółkę polityki różnorodności w odniesieniu do władz spółki oraz jej kluczowych menedżerów; opis powinien uwzględniać takie elementy polityki różnorodności, jak płeć, kierunek wykształcenia, wiek, doświadczenie zawodowe, a także wskazywać cele stosowanej polityki różnorodności i sposób jej realizacji w danym okresie sprawozdawczym; jeżeli spółka nie opracowała i nie realizuje polityki różnorodności, zamieszcza na swojej stronie internetowej wyjaśnienie takiej decyzji.”

O doborze osób do organów Spółki decyduje właściciel korzystając w tym zakresie z przygotowanych przez Ministerstwo Energii "Standardów nadzoru właścicielskiego w spółkach z udziałem Skarbu Państwa, w których prawa z akcji lub udziałów wykonuje Minister Energii" oraz „Zasad i tryb doboru kandydatów do rad nadzorczych spółek handlowych z udziałem Skarbu Państwa, wobec których Minister Energii wykonuje uprawnienia wynikające z akcji i udziałów należących do Skarbu Państwa” - Zarządzenie Ministra Energii z dnia 4 sierpnia 2016 r.

Spółka nie znajduje uzasadnienia dla konieczności opracowania polityki różnorodności w stosunku do kluczowych menedżerów.

2.2. Zarząd i Rada Nadzorcza – II.Z.3

„Przynajmniej dwóch członków rady nadzorczej spełnia kryteria niezależności, o których mowa w zasadzie II.Z.4.”

Zgodnie z § 36 ust. 1 statutu Emitenta, jeden z członków Rady Nadzorczej powoływany przez Walne Zgromadzenie powinien spełniać kryteria niezależności (niezależny członek Rady Nadzorczej). Określenie „niezależny członek rady nadzorczej” oznacza niezależnego członka rady nadzorczej w rozumieniu Zalecenia Komisji Europejskiej z dnia 15 lutego 2005 r. dotyczącego roli dyrektorów niewykonawczych lub będących członkami rady nadzorczej spółek giełdowych i komisji rady (nadzorczej) (2005/162/WE) z uwzględnieniem Dobrych Praktyk Spółek Notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.

Ze względu na okoliczność, iż w Radzie Nadzorczej Spółki, zgodnie z art. 14 ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 r. o komercjalizacji i niektórych uprawnieniach pracowników (tekst jednolity: Dz.U. z 2017 r. poz. 1055 z późn. zm.), zasiadają przedstawiciele pracowników, Emitent nie może zapewnić udziału większej liczby niezależnych członków Rady Nadzorczej. Zwiększenie liczby niezależnych członków w Radzie Nadzorczej w stosunku do obecnie przewidzianej w Statucie prowadziłoby bowiem do sytuacji, w której Skarb Państwa (jako większościowy akcjonariusz Emitenta) nie mógłby powoływać większości członków Rady Nadzorczej. To z kolei stanowiłoby naruszenie zasady proporcjonalnego wpływu akcjonariusza na działalność spółki w stosunku do posiadanego w spółce udziału kapitałowego.

W skład rady nadzorczej Emitenta w okresie od 1 stycznia do 28 czerwca 2017 r. wchodził jeden członek niezależny, Pan Mateusz Boznański, powołany w skład rady nadzorczej w dniu 29 grudnia 2015 r. W okresie od 28 czerwca do 31 grudnia 2017 r. w skład rady nadzorczej Emitenta wchodziło trzech członków spełniających kryteria niezależności, tj.: Pan Bartłomiej Nowak, Pan Piotr Broda i Pan Grzegorz Tchorek.

2.3. Zarząd i Rada Nadzorcza – II.Z.7

„W zakresie zadań i funkcjonowania komitetów działających w radzie nadzorczej zastosowanie mają postanowienia Załącznika I do Zalecenia Komisji Europejskiej, o którym mowa w zasadzie II.Z.4. W przypadku gdy funkcję komitetu audytu pełni rada nadzorcza, powyższe zasady stosuje się odpowiednio”

W ramach Rady Nadzorczej Emitenta działa Komitet Audytu jako stały komitet, służący pomocą Radzie Nadzorczej w zakresie jego zadań.

Zgodnie z Dobrymi Praktykami Spółek Notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych, w zakresie zadań i funkcjonowania komitetów działających w ramach Rady Nadzorczej Emitenta, Emitent powinien stosować zasady określone w Załączniku I do Zalecenia Komisji Europejskiej z dnia 15 lutego 2005 r. dotyczącym roli dyrektorów niewykonawczych lub będących członkami rady nadzorczej spółek giełdowych i komisji rady (nadzorczej). Wskazane zasady, w przypadku Komitetu Audytu nakierowane są przede wszystkim na zapewnienie właściwego wykonywania przez Komitet Audytu powierzonych mu funkcji.

Emitent wdrożył wszelkie wymogi gwarantujące udział Komitetu Audytu w nadzorze nad działalnością Emitenta, nie wdrożył jednak wszystkich szczegółowych wymogów dotyczących funkcjonowania omawianego komitetu. Zasady niewdrożone przez Emitenta to :

1. zasada wyrażona w pkt 4.3.2 ww. załącznika, zgodnie z którą kierownictwo powinno informować Komitet Audytu o metodach stosowanych przy rozliczaniu znaczących, nietypowych transakcji, kiedy istnieje kilka sposobów ich ujęcia księgowego;
2. zasada wyrażona w pkt 4.3.8 ww. załącznika, zgodnie z którą Komitet Audytu powinien wykonywać przegląd procesu wypełniania przez Emitenta wymogów istniejących przepisów odnośnie do możliwości zgłaszania przez pracowników istotnych nieprawidłowości w działalności Emitenta, w formie skarg albo anonimowych doniesień, normalnie kierowanych do niezależnego dyrektora, oraz powinien zapewnić mechanizm proporcjonalnego i niezależnego badania takich spraw w celu podjęcia ewentualnych środków zaradczych.

Na obecnym etapie funkcjonowania Komitetu Audytu Emitent nie widzi potrzeby wprowadzania bardzo szczegółowych regulacji precyzujących funkcjonowanie tego komitetu.

Emitent podejmie stosowne działania w przyszłości, jeżeli znajdą one swoje uzasadnienie w praktyce funkcjonowania Komitetu Audytu.

2.4. Zarząd i Rada Nadzorcza – II.Z.8

„Przewodniczący Komitetu Audytu spełnia kryteria niezależności wskazane w zasadzie II.Z.4.”

Zgodnie z Regulaminem Komitetu Audytu Rady Nadzorczej PGNiG, w skład Komitetu Audytu wchodzi co najmniej 3 członków Rady Nadzorczej, w tym przynajmniej jeden członek posiadający wiedzę i umiejętności w zakresie rachunkowości lub badania sprawozdań finansowych. Większość członków Komitetu Audytu, w tym Przewodniczący jest niezależna od Spółki tj. spełniając kryteria niezależności, o których mowa w art. 129 ust. 3 Ustawy z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym (Dz.U.2017.1089 z dn. 06.06.2017 r). Członkowie Komitetu Audytu powoływani są przez Radę Nadzorczą spośród jej członków, przy zachowaniu zasady rotacji. Wybór Przewodniczącego stanowi kompetencję własną Komitetu Audytu.

Na chwilę obecną nie jest planowana zmiana Regulaminu Komitetu Audytu w tym zakresie. Zdaniem Spółki obecnie obowiązujące regulacje są wystarczające do prawidłowego funkcjonowania komitetu Rady Nadzorczej.

W okresie od 1 stycznia do 28 czerwca 2017 r. funkcję Przewodniczącego Komitetu Audytu Rady Nadzorczej PGNiG pełnił Pan Mateusz Boznański, powołany w skład rady nadzorczej w dniu 29 grudnia 2015 r., spełniający kryteria niezależności, o których mowa w zasadzie II.Z.4. W okresie od 17 sierpnia do 31 grudnia 2017 r. funkcję Przewodniczącego Komitetu Audytu Rady Nadzorczej PGNiG pełnił Pan Grzegorz Tchorek, spełniający kryteria niezależności, o których mowa w zasadzie II.Z.4.

2.5. Walne zgromadzenie i relacje z akcjonariuszami – IV.R.2

„Jeżeli jest to uzasadnione z uwagi na strukturę akcjonariatu lub zgłaszane spółce oczekiwania akcjonariuszy, o ile spółka jest w stanie zapewnić infrastrukturę techniczną niezbędną dla sprawnego przeprowadzenia walnego zgromadzenia przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej, powinna umożliwić akcjonariuszom udział w walnym zgromadzeniu przy wykorzystaniu takich środków, w szczególności poprzez:

1. transmisję obrad walnego zgromadzenia w czasie rzeczywistym,
2. dwustronną komunikację w czasie rzeczywistym, w ramach której akcjonariusze mogą wypowiadać się w toku obrad walnego zgromadzenia, przebywając w miejscu innym niż miejsce obrad walnego zgromadzenia,
3. wykonywanie, osobiście lub przez pełnomocnika, prawa głosu w toku walnego zgromadzenia.”

Spółka postanowiła odstąpić od stosowania pkt 2) tej Rekomendacji, ponieważ obecne brzmienie Statutu Spółki nie przewiduje udziału akcjonariuszy w walnym zgromadzeniu przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej. Zgodnie z przepisami Kodeksu spółek handlowych, wprowadzenie w życie tej Rekomendacji wymaga zmiany Statutu Spółki w tym zakresie.

Spółka nie wyklucza wprowadzenia odpowiednich zapisów w Statucie Spółki w przyszłości a po zmianie Statutu Spółki, Spółka będzie miała możliwość stosowania tej Rekomendacji.

2.6. Wynagrodzenia – VI.R.4

„Poziom wynagrodzenia członków zarządu i rady nadzorczej oraz kluczowych menedżerów powinien być wystarczający dla pozyskania, utrzymania i motywacji osób o kompetencjach niezbędnych dla właściwego kierowania spółką i sprawowania nad nią nadzoru. Wynagrodzenie powinno być adekwatne do powierzonych poszczególnym osobom zakresu zadań i uwzględniać pełnienie dodatkowych funkcji, jak np. praca w komitetach rady nadzorczej.”

Emitent stosuje rekomendację VI.R.4 w zakresie dotyczącym kształtowania wynagrodzenia Zarządu oraz kluczowych menedżerów. Emitent nie ma możliwości zastosowania tej rekomendacji w przypadku członków Rady Nadzorczej, których wynagrodzenia ustalane są na podstawie obowiązującego prawa powszechnego tj. ustawy z dnia 9 czerwca 2016 r. o zasadach kształtowania wynagrodzeń osób kierujących niektórymi spółkami (tj. Dz.U. z 2017 r. poz. 2190).

3. Opis głównych cech stosowanych w przedsiębiorstwie Emitenta systemów kontroli wewnętrznej i zarządzania ryzykiem w odniesieniu do procesu sporządzania sprawozdań finansowych i skonsolidowanych sprawozdań finansowych

System kontroli wewnętrznej Emitenta realizowany jest poprzez:

1. stosowanie jednolitych dla GK zasad rachunkowości w zakresie wyceny, ujęcia i ujawnień zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej oraz stosowanie jednolitych wzorców jednostkowych i skonsolidowanych sprawozdań finansowych;
2. stosowanie wewnętrznych mechanizmów kontrolnych, w tym: rozdział obowiązków, kilkustopniowa autoryzacja danych, weryfikacja poprawności otrzymanych danych, niezależne sprawdzenia itp.;
3. stosowanie wewnętrznych procedur operacyjnych, wprowadzonych do stosowania na mocy Zarządzeń Prezesa Zarządu;
4. zdefiniowanie kompetencji w zakresie wykonywania zadań z zakresu rachunkowości, sprawozdawczości finansowej oraz rozliczeń podatkowych w Spółce w księdze zadań i regulaminach zatwierdzanych przez Zarząd i Radę Nadzorczą;
5. zdefiniowanie zasad przeprowadzania kontroli przestrzegania obiegu dokumentów finansowo-księgowych oraz weryfikacji w zakresie merytorycznym, formalnym i rachunkowym;
6. prowadzenie ewidencji zdarzeń gospodarczych w zintegrowanym systemie finansowo-księgowym, którego konfiguracja odpowiada obowiązującym w Spółce zasadom rachunkowości oraz zawiera instrukcje i mechanizmy kontrolne zapewniające spójność i integralność danych, w tym: kontrole spójności danych, kontrole sprzętowe, kontrole operacyjne i kontrole uprawnień;
7. funkcjonowanie systemu informatycznego wspierającego proces konsolidacji, umożliwiającego usprawnienie procesu konsolidacji finansowej i zarządczej oraz skrócenie czasu sporządzania skonsolidowanych sprawozdań;
8. stosowanie jednolitych zasad i procedur konsolidacji danych finansowych, poprzez ujednoczone raporty, automatyczne walidacje spójności oraz kompletności raportowanych przez spółki danych oraz dwustopniowy proces zatwierdzania i akceptacji danych w systemie do konsolidacji;
9. sformalizowany proces sporządzania sprawozdania finansowego (zadania z określonym terminem wykonania i przyporządkowania odpowiedzialności za ich realizację);
10. wieloetapowy proces opiniowania oraz autoryzacji sprawozdań uwzględniający również udział Rady Nadzorczej;
11. działania podejmowane przez Departament Audytu i Kontroli oraz Departament Bezpieczeństwa Grupy Kapitałowej PGNiG zmierzające do bieżącej estymacji ryzyka sprawozdawczego;
12. niezależną ocenę rzetelności i prawidłowości sprawozdania finansowego dokonywaną przez niezależnego audytora zewnętrznego w formie przeglądów sprawozdań;
13. sukcesywny wzrost formalnych uregulowań i procedur w Grupie Kapitałowej, mający na celu standaryzację procesów sprawozdawczych i ciągłe ich doskonalenie.

Istotną rolę w procesie kontrolnym w zakresie rachunkowości i sprawozdawczości finansowej pełni zintegrowany system finansowo-księgowy. Nie tylko umożliwia on kontrolę prawidłowości zaewidencjonowanych operacji, ale także pozwala na identyfikację osób wprowadzających i akceptujących poszczególne transakcje. Dostęp do danych finansowych jest ograniczony przez system uprawnień. Uprawnienia dostępu do systemu są nadawane w zakresie zależnym od przypisanej roli i zakresu odpowiedzialności danej osoby i podlegają ścisłej kontroli.

Wprowadzono dodatkowy szczebel kontrolny sprawozdania finansowego GK poprzez rozdział funkcji sporządzania sprawozdania finansowego Emitenta oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego GK pomiędzy dwa Departamenty w Centrali Spółki, które podobnie jak sprawozdania innych konsolidowanych spółek jest wprowadzane do zintegrowanego systemu informatycznego. Kontrola prawidłowości danych w procesie konsolidacji prowadzona jest w sposób automatyczny, poprzez zaimplementowane walidacje i uzupełniana o logiczne procedury weryfikacji prowadzone przez wyspecjalizowanych pracowników GK.

Zasady Rachunkowości dla Grupy Kapitałowej PGNiG zawierają postanowienia, których celem jest zapewnienie zgodności rachunkowości Emitenta oraz sporządzanych sprawozdań finansowych z obowiązującymi regulacjami, w tym w szczególności Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości. W celu zapewnienia zgodności Zasad Rachunkowości z nowelizowanymi przepisami są one okresowo aktualizowane. Ostatnia aktualizacja Zasad Rachunkowości miała miejsce w 2017 r.

Ograniczenie ryzyka sporządzania sprawozdania finansowego jest także realizowane poprzez poddawanie sprawozdań kwartalnej weryfikacji przez niezależnego biegłego rewidenta. Stosowane przez Emitenta procedury wyboru biegłego rewidenta zapewniają jego niezależność przy realizacji powierzonych zadań (wyboru dokonuje Rada Nadzorcza po rekomendacji Komitetu Audytu) i wysoki standard usług.

Audytora przeprowadza badanie sprawozdania rocznego, natomiast sprawozdania za pierwszy kwartał, półrocze i trzeci kwartał są poddawane przeglądowi. Wyniki przeglądów i badań są przedstawiane przez audytora Zarządowi i Komitetowi Audytu Rady Nadzorczej.

W prowadzonej działalności Emitent zarządza ogólnym bezpieczeństwem finansowym wykorzystując wyspecjalizowane systemy do zarządzania m.in. płynnością, ryzykiem finansowym oraz tworzeniem i kontrolą budżetów.

Proces raportowania finansowego podlega ponadto bieżącej weryfikacji przez audyt wewnętrzny, który w toku audytów poszczególnych procesów lub projektów uwzględnia badanie wiarygodności i kompletności ewidencji księgowej związanej z konkretnymi procesami lub jednostkowymi wydarzeniami, jak również badanie prawidłowości obiegu dokumentów księgowych. Wnioski i oceny formułowane w toku audytów operacyjnych dotyczące powiązanego z nimi obszaru rachunkowości pozwalają postawić tezę, że dotychczas nie stwierdzono istnienia potrzeby tworzenia szczególnego mechanizmu dedykowanego wyłącznie do weryfikowania procesu sporządzania sprawozdań finansowych. W szczególności brak jest podstaw do uznania, że brak takiego mechanizmu stwarza jakiegokolwiek zagrożenie dla działalności Emitenta. Nie istnieją również przesłanki pozwalające na uznanie, że sytuacja powyższa może ulec w najbliższym czasie istotnej zmianie. Corocznie dokonywane przeglądy systemu kontroli wewnętrznej i zarządzania ryzykiem - na poziomie Spółki wykazują, że rekomendacje służące udoskonaleniu systemu w obszarze sprawozdawczości finansowej są wdrażane.

Jako czynniki zmniejszające ryzyka związane z procesem raportowania finansowego, należy wskazać, przede wszystkim, bieżący proces doskonalenia poszczególnych modułów zintegrowanego systemu zarządzania, jak też doskonalenia umiejętności praktycznych i merytorycznych pracowników obsługujących ten system.

4. Wskazanie akcjonariuszy posiadających bezpośrednio lub pośrednio znaczne pakiety akcji wraz ze wskazaniem liczby posiadanych przez te podmioty akcji, ich procentowego udziału w kapitale zakładowym, liczby głosów z nich wynikających i ich procentowego udziału w ogólnej liczbie głosów na Walnym Zgromadzeniu

Akcje Emitenta notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. Kapitał zakładowy Emitenta dzieli się na 5 778 314 857 akcji zwykłych na okaziciela o wartości nominalnej 1,00 złotych każda.

W 2017 r. jedynym akcjonariuszem posiadającym znaczny pakiet akcji Emitenta (reprezentujący ponad 5% udziału w kapitale zakładowym) był Skarb Państwa, reprezentowany przez Ministra Energii (Plac Trzech Krzyży 3/5, 00-507 Warszawa).

Struktura akcjonariatu Emitenta na dzień 31 grudnia 2017 r.

	Liczba akcji	Udział w kapitale zakładowym Emitenta	Liczba głosów na Walnym Zgromadzeniu Emitenta	Udział w ogólnej liczbie głosów na Walnym Zgromadzeniu Emitenta
Skarb Państwa	4 153 706 157	71,88 %	4 153 706 157	71,88 %
Akcje własne	-	-	-	-
Pozostali	1 624 608 700	28,12 %	1 624 608 700	28,12 %
Razem	5 778 314 857	100,00 %	5 778 314 857	100,00 %

Powyższe zestawienie uwzględnia decyzję NWZA wyrażoną w uchwale nr 7/XI/2016 z dnia 24 listopada 2016 r. o umorzeniu 121 685 143 sztuk akcji własnych. Umorzenie akcji własnych zostało zarejestrowane w KRS 2 marca 2017 r.

Na dzień 31 grudnia 2017 r. 59 256 pracownikom spośród 61 516 uprawnionych przekazano 728 293 842 akcji Emitenta, reprezentujących 12,60 % kapitału zakładowego i ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu Emitenta.

5. Wskazanie posiadaczy wszelkich papierów wartościowych, które dają specjalne uprawnienia kontrolne, wraz z opisem tych uprawnień

Zgodnie ze Statutem tak długo, jak Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Emitenta, Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw energii jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej.

Dodatkowo na podstawie Statutu Skarb Państwa (jako akcjonariusz) wyraża, w formie pisemnej, zgodę: (i) na zmianę istotnych postanowień obowiązujących umów handlowych dotyczących importu gazu ziemnego do Polski oraz na zawarcie nowych takich umów handlowych, jak również (ii) na realizację strategicznych przedsięwzięć inwestycyjnych lub udział Emitenta w przedsięwzięciach inwestycyjnych mogących trwale lub przejściowo pogarszających efektywność ekonomiczną działalności Emitenta, ale koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Skarb Państwa jest uprawniony do żądania zwołania Walnego Zgromadzenia oraz do żądania umieszczenia poszczególnych spraw w porządku obrad bez względu na wielkość swojego udziału w kapitale zakładowym Emitenta.

Skarbowi Państwa – jako akcjonariuszowi – przysługują także inne uprawnienia wynikające z odrębnych przepisów.

6. Wskazanie wszelkich ograniczeń odnośnie wykonywania prawa głosu, takich jak ograniczenie wykonywania prawa głosu przez posiadaczy określonej części lub liczby głosów, ograniczenia czasowe dotyczące wykonywania prawa głosu lub zapisy, zgodnie z którymi, przy współpracy spółki, prawa kapitałowe związane z papierami wartościowymi są oddzielone od posiadania papierów wartościowych

Od 31 grudnia 2012 r. Statut PGNiG ogranicza prawo głosowania akcjonariuszy w ten sposób, że żaden z nich (z wyjątkiem opisanym poniżej) nie może wykonywać na Walnym Zgromadzeniu więcej niż 10% ogólnej liczby głosów istniejących w Spółce w dniu odbywania Walnego Zgromadzenia, z zastrzeżeniem, że dla potrzeb ustalania obowiązków nabywców znacznych pakietów akcji, takie ograniczenie prawa głosowania uważane będzie za nieistniejące.

Ograniczenie prawa głosowania, nie dotyczy akcjonariuszy, którzy w dniu powzięcia uchwały Walnego Zgromadzenia wprowadzającej ograniczenie, są uprawnieni z akcji reprezentujących więcej niż 10% ogólnej liczby głosów istniejących w Spółce, oraz akcjonariuszy działających z akcjonariuszami reprezentującymi więcej niż 10% ogólnej liczby głosów, na podstawie zawartych porozumień dotyczących wspólnego wykonywania prawa głosu z akcji.

Dla potrzeby ograniczenia prawa do głosowania, głosy należące do akcjonariuszy, między którymi istnieje stosunek dominacji lub zależności, kumuluje się; w przypadku, gdy skumulowana liczba głosów przekracza 10% ogółu głosów w Spółce, podlega ona redukcji.

7. Wskazanie wszelkich ograniczeń dotyczących przenoszenia prawa własności papierów wartościowych Emitenta

Zgodnie z art. 13 pkt 14 ustawy z dnia 16 grudnia 2016 r. o zasadach zarządzania mieniem państwowym (Dz. U. z 2016 r. poz. 2259) nie mogą być zbyte akcje należące do Skarbu Państwa.

8. Opis zasad dotyczących powoływania i odwoływania osób zarządzających oraz ich uprawnień, w szczególności prawo do podjęcia decyzji o emisji lub wykupie akcji

Zgodnie ze Statutem, członków Zarządu lub cały Zarząd powołuje i odwołuje Rada Nadzorcza. Powołanie na członka Zarządu następuje po przeprowadzeniu postępowania kwalifikacyjnego wg uregulowań zawartych w Statucie oraz w oparciu o wymogi dla kandydatów określone w art. 22 ustawy z dnia 16 grudnia 2016 r. o zasadach zarządzania mieniem państwowym (Dz.U. z 2016 r. poz. 2259). Taki tryb wyboru nie dotyczy członka Zarządu wybieranego przez pracowników.

Do czasu, gdy Skarb Państwa jest akcjonariuszem Emitenta, a Emitent zatrudnia średniorocznie powyżej 500 pracowników, Rada Nadzorcza powołuje w skład Zarządu jedną osobę wybraną przez pracowników, na okres kadencji Zarządu. Za kandydata na członka Zarządu wybranego przez pracowników uznaje się osobę, która w wyborach uzyskała nie mniej niż 50% plus 1 ważne oddanych głosów, a wynik głosowania jest wiążący dla Rady Nadzorczej pod warunkiem udziału w nim co najmniej 50% wszystkich pracowników Emitenta.

Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata.

Członek Zarządu może złożyć rezygnację z pełnionej funkcji Emitentowi na ręce innego członka Zarządu lub prokurenta oraz przekazać do wiadomości, Przewodniczącemu Rady Nadzorczej i ministrowi właściwemu do spraw energii. Rezygnacja wymaga zachowania formy pisemnej pod rygorem bezskuteczności wobec Emitenta.

W przypadku członka Zarządu wybranego przez pracowników, jego odwołanie może nastąpić także na pisemny wniosek co najmniej 15% ogółu pracowników Emitenta. Głosowanie zarządza Rada Nadzorcza, a jego wynik jest wiążący dla Rady Nadzorczej, o ile w głosowaniu brało udział co najmniej 50% wszystkich pracowników Emitenta i uzyskano większość niezbędną dla wyboru członka Zarządu.

Uprawnienia Zarządu zostały opisane w punkcie 11.1.2. niniejszego Oświadczenia.

Zgodnie ze Statutem decyzję o emisji akcji lub skupie akcji (nabyciu akcji własnych) podejmuje Walne Zgromadzenie Emitenta.

9. Opis zasad zmiany Statutu Emitenta

Zgodnie z Kodeksem spółek handlowych oraz Statutem Emitenta zmiana Statutu wymaga uchwały Walnego Zgromadzenia podjętej odpowiednią większością głosów oraz wpisu do rejestru przedsiębiorców. Zmianę Statutu Zarząd zgłasza do sądu rejestrowego. Zgłoszenie zmiany Statutu nie może nastąpić po upływie trzech miesięcy od dnia powzięcia uchwały przez Walne Zgromadzenie w sprawie zmiany Statutu.

Jednolity tekst Statutu Emitenta przygotowywany jest przez Zarząd, a następnie przyjmowany przez Radę Nadzorczą.

10. Sposób działania Walnego Zgromadzenia i jego zasadnicze uprawnienia oraz opis praw akcjonariuszy i sposobu ich wykonywania, w szczególności zasady wynikające z regulaminu Walnego Zgromadzenia, o ile informacje w tym zakresie nie wynikają wprost z przepisów prawa

10.1. Opis sposobu działania Walnego Zgromadzenia

Walne Zgromadzenie działa według zasad określonych w Kodeksie spółek handlowych, Statucie oraz w Regulaminie Walnego Zgromadzenia. Regulamin Walnego Zgromadzenia określa w szczególności zasady prowadzenia obrad i podejmowania uchwał. Regulamin Walnego Zgromadzenia jest dostępny na stronie internetowej Emitenta (www.pgnig.pl).

Walne Zgromadzenie może być zwyczajne lub nadzwyczajne, odbywa się w siedzibie Emitenta. Walne Zgromadzenie może podejmować uchwały jedynie w sprawach objętych szczegółowym porządkiem obrad, chyba że cały kapitał zakładowy jest reprezentowany na Walnym Zgromadzeniu, a nikt z obecnych nie zgłosił sprzeciwu dotyczącego powzięcia uchwały nieobjętej porządkiem obrad. Porządek obrad proponuje Zarząd albo podmiot zwołujący Walne Zgromadzenie.

Zgodnie z postanowieniami Kodeksu spółek handlowych akcjonariusz lub akcjonariusze, przedstawiający co najmniej 5% kapitału zakładowego mogą żądać umieszczenia poszczególnych spraw w porządku obrad najbliższego Walnego Zgromadzenia. Uprawnienie to przysługuje również akcjonariuszowi - Skarbowi Państwa niezależnie od udziału w kapitale zakładowym. Walne Zgromadzenie zwołuje Zarząd działając:

1. z własnej inicjatywy;
2. na żądanie akcjonariusza lub akcjonariuszy, przedstawiających co najmniej 5% kapitału zakładowego, złożone na piśmie lub w postaci elektronicznej;
3. na żądanie akcjonariusza – Skarbu Państwa niezależnie od udziału w kapitale zakładowym, złożone na piśmie lub w postaci elektronicznej;
4. na żądanie członka Rady Nadzorczej powołanego zgodnie z § 36 ust. 1 Statutu, (członek niezależny), złożone na piśmie lub w postaci elektronicznej;
5. na pisemne żądanie Rady Nadzorczej.

Jeżeli Walne Zgromadzenie nie zostało przez Zarząd zwołane w terminie 2 tygodni od daty zgłoszenia żądania, sąd rejestrowy może upoważnić akcjonariusza lub akcjonariuszy do zwołania nadzwyczajnego walnego zgromadzenia.

Akcjonariusze przedstawiający co najmniej 50% kapitału zakładowego lub co najmniej 50% ogółu głosów w spółce mogą zwołać Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie.

Rada Nadzorcza może zwołać Zwyczajne Walne Zgromadzenie, jeżeli Zarząd nie zwoła go w terminie określonym w Kodeksie spółek handlowych lub w Statucie, oraz Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie, jeżeli zwołanie go uzna za stosowne.

Walne Zgromadzenie zwołuje się poprzez ogłoszenie dokonywane na stronie internetowej oraz w sposób określony dla przekazywania informacji bieżących zgodnie z przepisami o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych.

Ogłoszenie powinno być dokonane co najmniej na 26 dni przed terminem Walnego Zgromadzenia.

Zwyczajne Walne Zgromadzenie zwołuje Zarząd, jeden raz w roku, nie później niż w terminie 6 miesięcy po upływie roku obrotowego.

Głosowanie na Walnym Zgromadzeniu jest jawne. Tajne głosowanie zarządza się przy wyborach organów Emitenta albo likwidatora Emitenta oraz nad wnioskiem o odwołanie członków organów Emitenta lub likwidatorów, o pociągnięcie ich do odpowiedzialności, jak również w sprawach osobowych. Poza tym głosowanie tajne zarządza się na żądanie choćby jednego z akcjonariuszy obecnych lub reprezentowanych na Walnym Zgromadzeniu.

Walne Zgromadzenie podejmuje uchwały bez względu na liczbę reprezentowanych na nim akcji, o ile przepisy Kodeksu spółek handlowych lub Statutu nie stanowią inaczej.

Akcjonariusz ma prawo zgłoszenia sprzeciwu wobec uchwały Walnego Zgromadzenia oraz, zgodnie z Regulaminem Walnego Zgromadzenia, powinien mieć zapewnioną możliwość zwięzłego uzasadnienia sprzeciwu. Każdy akcjonariusz może podczas obrad Walnego Zgromadzenia zgłaszać projekty uchwał dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad.

Obrady Walnego Zgromadzenia otwiera Przewodniczący Rady Nadzorczej lub Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej, a w przypadku ich nieobecności Prezes Zarządu albo osoba wyznaczona przez Zarząd. Osoba otwierająca obrady Walnego Zgromadzenia powinna doprowadzić do niezwłocznego wyboru Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia, powstrzymując się od

jakichkolwiek rozstrzygnięć merytorycznych lub formalnych. Wyboru Przewodniczącego dokonuje się w głosowaniu tajnym. Przewodniczący Walnego Zgromadzenia zapewnia sprawny przebieg obrad i poszanowanie praw i interesów wszystkich akcjonariuszy. Przewodniczący nie powinien bez ważnych powodów składać rezygnacji z pełnionej funkcji, nie może też bez uzasadnionych powodów opóźniać podpisania protokołu Walnego Zgromadzenia.

W Walnym Zgromadzeniu mają prawo uczestniczyć oprócz akcjonariuszy:

1. członkowie Zarządu i Rady Nadzorczej, a także kandydaci do Rady Nadzorczej (jeżeli przedmiotem obrad Walnego Zgromadzenia ma być powołanie członka lub członków Rady Nadzorczej); w przypadku kandydatów do Rady Nadzorczej Walne Zgromadzenie może ograniczyć ich prawo głosu do spraw bezpośrednio związanych z kandydowaniem do Rady Nadzorczej;
2. goście zaproszeni przez organ zwołujący Walne Zgromadzenie i eksperci, w tym biegli rewidenci oraz służby prawne Spółki, wprowadzeni w celu przedstawienia opinii oraz wyjaśnień w sprawach objętych porządkiem obrad - z tym zastrzeżeniem, że ich prawo głosu może być ograniczone przez Walne Zgromadzenie tylko do tych punktów porządku obrad, w związku z którymi zostali zaproszeni;
3. notariusze sporządzający protokół z Walnego Zgromadzenia.

Przewodniczący Walnego Zgromadzenia może zarządzać krótkie przerwy (techniczne) w obradach, które nie stanowią odroczenia obrad, pod warunkiem, że nie ma to na celu utrudnienia akcjonariuszom wykonywania ich praw.

10.2. Opis zasadniczych uprawnień Walnego Zgromadzenia

Walne Zgromadzenie jest organem stanowiącym Emitenta. Walne Zgromadzenie podejmuje uchwały w sprawie:

1. rozpatrzenia i zatwierdzenia sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy oraz sprawozdania Zarządu z działalności Emitenta;
2. udzielenia absolutorium członkom organów Emitenta z wykonania obowiązków;
3. podziału zysku lub pokrycia straty;
4. ustalenia dnia dywidendy lub rozłożenia wypłaty dywidendy na raty;
5. powołania i odwołania członków Rady Nadzorczej;
6. rozpatrzenia i zatwierdzenia skonsolidowanego sprawozdania grupy kapitałowej oraz sprawozdania z działalności grupy kapitałowej za ubiegły rok obrotowy;
7. zawieszania członków Zarządu w czynnościach oraz ich odwoływania;
8. zbycia i wydzierżawienia przedsiębiorstwa Emitenta lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego;
9. rozporządzenia składnikami aktywów trwałych w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, zaliczonymi do wartości niematerialnych i prawnych, rzeczowych aktywów trwałych lub inwestycji długoterminowych, w tym wniesienie jako wkładu do spółki lub spółdzielni, jeżeli wartość rynkowa tych składników przekracza 100.000.000 złotych lub 5% sumy aktywów w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, ustalonych na podstawie ostatniego zatwierdzonego sprawozdania finansowego, a także oddanie tych składników do korzystania innemu podmiotowi, na okres dłuższy niż 180 dni w roku kalendarzowym, na podstawie czynności prawnej, jeżeli wartość rynkowa przedmiotu czynności prawnej przekracza 100.000.000 złotych lub 5% sumy aktywów, przy czym, oddanie do korzystania w przypadku:
 - a) umów najmu, dzierżawy i innych umów o oddanie składnika majątkowego do odpłatnego korzystania innym podmiotom - przez wartość rynkową przedmiotu czynności prawnej rozumie się wartość świadczeń za:
 - rok - jeżeli oddanie składnika majątkowego nastąpiło na podstawie umów zawieranych na czas nieoznaczony,
 - cały czas obowiązywania umowy - w przypadku umów zawieranych na czas oznaczony,
 - b) umów użyczenia i innych nieodpłatnych umów o oddanie składnika majątkowego do korzystania innym podmiotom - przez wartość rynkową przedmiotu czynności prawnej rozumie się równowartość świadczeń, jakie przysługiwałyby w razie zawarcia umowy najmu lub dzierżawy, za:
 - rok - jeżeli oddanie składnika majątkowego nastąpi na podstawie umowy zawieranej na czas nieoznaczony,
 - cały czas obowiązywania umowy - w przypadku umów zawartych na czas oznaczony;
10. nabycia składników aktywów trwałych w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, o wartości przekraczającej 100.000.000 złotych lub 5% sumy aktywów w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, ustalonych na podstawie ostatniego zatwierdzonego sprawozdania finansowego,
11. objęcia albo nabycia akcji/udziałów innej spółki o wartości przekraczającej 20.000.000 złotych lub 10% sumy aktywów w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, ustalonych na podstawie ostatniego zatwierdzonego sprawozdania finansowego z uwzględnieniem postanowień § 56 ust.6,
12. zbycia akcji/udziałów innej spółki o wartości przekraczającej 10.000.000 złotych lub 10% sumy aktywów w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, ustalonych na podstawie ostatniego zatwierdzonego sprawozdania finansowego z uwzględnieniem postanowień § 56 ust.6
13. zawarcia przez Emitenta umowy kredytu, pożyczki, poręczenia lub innej podobnej umowy z członkiem Zarządu, Rady Nadzorczej, prokurentem, likwidatorem albo na rzecz którejkolwiek z tych osób;
14. podwyższenia i obniżenia kapitału zakładowego Emitenta;
15. emisji obligacji zamiennych lub z prawem pierwszeństwa i emisji warrantów subskrypcyjnych;
16. nabycia akcji własnych, które mają być zaoferowane do nabycia pracownikom lub osobom, które były zatrudnione przez Emitenta lub spółkę z nim powiązaną przez okres co najmniej trzech lat;
17. przymusowego wykupu akcji;

18. tworzenia, użycia i likwidacji kapitałów rezerwowych;
19. użycia kapitału zapasowego;
20. postanowień dotyczących roszczeń o naprawienie szkody wyrządzonej przy zawiązaniu Emitenta lub sprawowaniu zarządu albo nadzoru;
21. połączenia, przekształcenia oraz podziału Emitenta;
22. przeniesienia siedziby Emitenta za granicę;
23. uprzywilejowania akcji;
24. utworzenia spółki europejskiej, przekształcenia w taką spółkę lub przystąpienia do niej;
25. zmiany Statutu i zmiany przedmiotu działalności Emitenta;
26. rozwiązania i likwidacji Emitenta;
27. ustalanie zasad i wysokości wynagrodzenia członków Rady Nadzorczej oraz ustalanie zasad wynagradzania członków Zarządu;
28. objęcia, nabycia albo zbycia udziałów lub akcji podmiotów wchodzących w skład Grupy Kapitałowej PGNiG, które na podstawie powszechnie obowiązujących przepisów pełnią funkcję operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu magazynowania, z określeniem warunków i trybu zbywania;

10.3. Opis praw akcjonariuszy w ramach Walnego Zgromadzenia i sposobu ich wykonywania

Akcjonariusze mają prawo do uczestniczenia w Walnych Zgromadzeniach oraz wykonywania prawa głosu z posiadanych akcji.

Do udziału w Walnym Zgromadzeniu uprawniony jest każdy akcjonariusz Emitenta. Jedna akcja uprawnia do wykonania jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu.

Prawo uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu Spółki mają osoby będące akcjonariuszami Emitenta na 16 dni przed datą Walnego Zgromadzenia (dzień rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu). Dzień rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu jest jednolity dla uprawnionych z akcji na okaziciela i akcji imiennych.

Uprawnieni z akcji imiennych i świadectw tymczasowych oraz zastawnicy i użytkownicy, którym przysługuje prawo głosu, mają prawo uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu, jeżeli są wpisani do księgi akcyjnej w dniu rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu.

Akcje na okaziciela mające postać dokumentu dają prawo uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu, jeżeli dokumenty akcji zostaną złożone w Spółce nie później niż w dniu rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu i nie będą odebrane przed zakończeniem tego dnia. Zamiast akcji może być złożone zaświadczenie wydane na dowód złożenia akcji u notariusza, w banku lub firmie inwestycyjnej mających siedzibę lub oddział na terytorium Unii Europejskiej lub państwa będącego stroną umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, wskazanych w ogłoszeniu o zwołaniu Walnego Zgromadzenia. W zaświadczeniu wskazuje się numery dokumentów akcji i stwierdza, że dokumenty akcji nie będą wydane przed upływem dnia rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu.

Listę uprawnionych z akcji na okaziciela do uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu ustala się na podstawie akcji złożonych w spółce oraz wykazu sporządzonego przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. zgodnie z przepisami Ustawy o obrocie instrumentami finansowymi.

Akcjonariusze mogą uczestniczyć w Walnym Zgromadzeniu oraz wykonywać prawo głosu osobiście, przez przedstawicieli lub pełnomocników. Pełnomocnictwo powinno być udzielone na piśmie lub formie elektronicznej. Domniemywa się, że dokument pisemny lub elektroniczny potwierdzający prawo reprezentowania akcjonariusza na Walnym Zgromadzeniu jest zgodny z prawem i nie wymaga dodatkowych potwierdzeń, chyba że jego autentyczność lub ważność prima facie budzi wątpliwości Zarządu lub Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia.

Akcjonariusz lub akcjonariusze przedstawiający co najmniej 5% kapitału zakładowego Emitenta oraz akcjonariusz – Skarb Państwa, niezależnie od udziału w kapitale zakładowym Emitenta, mają prawo żądania zwołania Walnego Zgromadzenia pod warunkiem złożenia stosownego żądania na piśmie lub w postaci elektronicznej. W przypadku niezwołania przez Zarząd Walnego Zgromadzenia na wniosek akcjonariusza lub akcjonariuszy w terminie dwóch tygodni od dnia jego złożenia sąd rejestrowy może, po wezwaniu Zarządu do złożenia oświadczenia, upoważnić akcjonariusza lub akcjonariuszy do zwołania Walnego Zgromadzenia. Dodatkowo akcjonariusze przedstawiający co najmniej 5% kapitału zakładowego Emitenta mogą żądać umieszczenia poszczególnych spraw w porządku obrad najbliższego Walnego Zgromadzenia. Uprawnienie to przysługuje również akcjonariuszowi - Skarbowi Państwa niezależnie od udziału w kapitale zakładowym Emitenta. Żądanie takie winno być przesłane do Emitenta na piśmie bądź w postaci elektronicznej w języku polskim oraz powinno zawierać uzasadnienie lub projekt uchwały dotyczącej proponowanego punktu porządku obrad. Żądanie powinno być zgłoszone Zarządowi nie później niż na 21 dni przed wyznaczonym terminem Walnego Zgromadzenia. Akcjonariusz lub akcjonariusze reprezentujący co najmniej 5% kapitału zakładowego mogą przed terminem Walnego Zgromadzenia zgłaszać Spółce na piśmie lub drogą elektroniczną projekty uchwał dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad Walnego Zgromadzenia lub spraw, które mają zostać wprowadzone do porządku obrad. Usunięcie sprawy zamieszczonej w porządku obrad Walnego Zgromadzenia bądź zaniechanie rozpatrywania sprawy umieszczonej w porządku obrad na wniosek akcjonariusza lub akcjonariuszy wymaga uchwały Walnego Zgromadzenia podjętej większością 3/4 głosów oraz dodatkowo zgody wszystkich obecnych na Walnym Zgromadzeniu akcjonariuszy, którzy zgłosili taki wniosek.

Statut Spółki nie przewiduje możliwości uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej (w tym wypowiedzenia się w trakcie Walnego Zgromadzenia przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej), wykonywania prawa głosu drogą korespondencyjną lub przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej.

Na wniosek akcjonariuszy przedstawiających co najmniej 20% kapitału zakładowego, wybór Rady Nadzorczej dokonywany jest w drodze głosowania oddzielnymi grupami. Akcjonariusze reprezentujący na Walnym Zgromadzeniu tę część akcji, która przypada z podziału ogólnej liczby reprezentowanych akcji przez liczbę członków Rady Nadzorczej, mogą utworzyć oddzielną grupę celem wyboru jednego członka Rady Nadzorczej, nie biorą jednak udziału w wyborze pozostałych członków. Akcjonariusz, który bierze udział w tworzeniu danej grupy może głosować ze swoich akcji wyłącznie w ramach tej grupy, co oznacza, że nie może dzielić pakietu posiadanych akcji. Liczba członków Rady Nadzorczej, którzy mogą być wybrani w danej grupie wynika z ilorazu liczby akcji reprezentowanych przez tę grupę i minimalnej liczby akcji potrzebnej dla utworzenia grupy. Mandaty w Radzie Nadzorczej nieobsadzone przez odpowiednią grupę akcjonariuszy, obsadza się w drodze głosowania, w którym uczestniczą wszyscy akcjonariusze, których głosy nie zostały oddane przy wyborze członków Rady Nadzorczej, wybieranych w drodze głosowania oddzielnymi grupami.

Podczas obrad Walnego Zgromadzenia Zarząd jest obowiązany do udzielenia akcjonariuszowi na jego żądanie informacji dotyczących Emitenta, jeżeli jest to uzasadnione dla oceny sprawy objętej porządkiem obrad. Zarząd odmawia udzielenia informacji, jeżeli mogłoby to wyrządzić szkodę Emitentowi albo spółce z nim powiązanej, albo spółce lub spółdzielni zależnej, w szczególności przez ujawnienie tajemnic technicznych, handlowych lub organizacyjnych przedsiębiorstwa.

Członek zarządu może odmówić udzielenia informacji, jeżeli udzielenie informacji mogłoby stanowić podstawę jego odpowiedzialności karnej, cywilnoprawnej bądź administracyjnej.

W uzasadnionych przypadkach Zarząd może udzielić informacji na piśmie nie później niż w terminie 2 tygodni od dnia zgłoszenia żądania podczas Walnego Zgromadzenia.

Odpowiedź uznaje się za udzieloną, jeżeli odpowiednie informacje są dostępne na stronie internetowej Emitenta, w miejscu wydzielonym na zadawanie pytań przez akcjonariuszy i udzielanie im odpowiedzi.

Zarząd może udzielić akcjonariuszowi informacji dotyczących Emitenta poza Walnym Zgromadzeniem. Informacje takie wraz z podaniem daty ich przekazania i osoby, której udzielono informacji, powinny zostać ujawnione przez Zarząd na piśmie w materiałach przedkładanych najbliższemu Walnemu Zgromadzeniu. Materiały mogą nie obejmować informacji podanych do wiadomości publicznej, w tym w trybie raportu bieżącego na podstawie § 38 ust 1 pkt 12 Rozporządzenia oraz udzielonych podczas Walnego Zgromadzenia.

Akcjonariusz może żądać przesłania mu listy akcjonariuszy, nieodpłatnie pocztą elektroniczną, a także przeglądać księgę protokołów oraz żądać wydania poświadczonych przez Zarząd odpisów uchwał Walnego Zgromadzenia.

Akcjonariusz może żądać wydania odpisów wniosków w sprawach objętych porządkiem obrad, w terminie tygodnia przed Walnym Zgromadzeniem. Odpis sprawozdania Zarządu z działalności spółki i sprawozdania finansowego wraz z odpisem sprawozdania Rady Nadzorczej oraz opinii biegłego rewidenta wydawane są akcjonariuszom na żądanie, najpóźniej na 15 dni przed zwyczajnym Walnym Zgromadzeniem.

Podczas obrad Walnego Zgromadzenia akcjonariusz biorący udział w Walnym Zgromadzeniu może zgłaszać wnioski porządkowe, w tym wniosek o zmianę kolejności rozpatrywania spraw zamieszczonych w porządku obrad lub o zarządzenie przerwy w obradach Walnego Zgromadzenia. Każdy akcjonariusz ma również prawo złożenia wniosku o zarządzenie tajnego głosowania.

Emitent prowadzi własną stronę internetową i zamieszcza na niej od dnia zwołania Walnego Zgromadzenia:

1. ogłoszenie o zwołaniu Walnego Zgromadzenia;
2. informację o ogólnej liczbie akcji spółki i liczbie głosów z tych akcji w dniu ogłoszenia, a jeżeli akcje są różnych rodzajów - także o podziale akcji na poszczególne rodzaje i liczbie głosów z akcji poszczególnych rodzajów;
3. dokumentację, która ma być przedstawiona Walnemu Zgromadzeniu;
4. projekty uchwał lub, jeżeli nie przewiduje się podejmowania uchwał, uwagi Zarządu lub Rady Nadzorczej PGNiG, dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad lub spraw, które mają zostać wprowadzone do porządku obrad przed terminem Walnego Zgromadzenia.

11. Skład osobowy i zmiany, które w nim zaszły w ciągu ostatniego roku obrotowego, oraz opis działania organów zarządzających, nadzorujących lub administrujących Emitenta oraz ich komitetów

11.1. Opis działania organów zarządzających – Zarząd

11.1.1. Skład osobowy Zarządu

Stan na dzień 1 stycznia 2017 r.:

1. Piotr Woźniak - Prezes Zarządu
2. Maciej Woźniak - Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych
3. Łukasz Kroplewski - Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju
4. Michał Pietrzyk - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
5. Radosław Bartosik - Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych
6. Waldemar Wójcik - Wiceprezes Zarządu.

- W dniu 6 marca 2017 r. Rada Nadzorcza odwołała Pana Waldemara Wójcika ze składu Zarządu Spółki PGNiG S.A. i z funkcji Wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A., w związku z upływem kadencji;

- W dniu 6 marca 2017 r. Rada Nadzorcza powołała Panią Magdalenę Zegarską na stanowisko Wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A., na wspólną kadencję Zarządu kończącą się w dniu 31 grudnia 2019 r.

Stan na dzień 31 grudnia 2017 r.:

1. Piotr Woźniak - Prezes Zarządu
2. Maciej Woźniak - Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych
3. Łukasz Kroplewski - Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju
4. Michał Pietrzyk - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
5. Radosław Bartosik - Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych
6. Magdalena Zegarska - Wiceprezes Zarządu.

11.1.2. Zasady działania Zarządu Emitenta

Tryb działania Zarządu określa Regulamin uchwalony przez Zarząd i zatwierdzony przez Radę Nadzorczą.

Regulamin Zarządu jest dostępny na stronie internetowej Emitenta pod adresem: www.pgnig.pl/lad-korporacyjny/zarząd/regulamin.

Zarząd składa się z 2 do 7 osób, przy czym liczbę członków Zarządu określa Rada Nadzorcza, jako organ uprawniony do powoływania członków Zarządu lub całego Zarządu. Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa 3 lata. Do czasu, gdy Skarb Państwa jest akcjonariuszem Emitenta, a Emitent zatrudnia średniorocznie powyżej 500 pracowników, Rada Nadzorcza powołuje w skład Zarządu jedną osobę wybraną przez pracowników Emitenta na okres kadencji Zarządu.

Zarząd prowadzi sprawy Emitenta i reprezentuje go we wszystkich czynnościach sądowych i pozasądowych. Do kompetencji Zarządu należą wszelkie sprawy związane z prowadzeniem spraw Emitenta niezastrzeżone przepisami prawa lub Statutu dla Walnego Zgromadzenia lub Rady Nadzorczej. Pracami Zarządu kieruje Prezes Zarządu.

Zarząd obowiązany jest w szczególności do:

1. opracowywania rocznych planów działalności gospodarczej, w tym planów inwestycyjnych, oraz Strategii Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG oraz strategicznych planów wieloletnich i przedkładania ich Radzie Nadzorczej do zatwierdzenia;
2. przedkładania ministrowi właściwemu do spraw energii, na każde jego żądanie, szczegółowych informacji na temat zadań wykonywanych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju;
3. przedkładania ministrowi właściwemu do spraw energii, w terminie 2 miesięcy po zakończeniu Walnego Zgromadzenia lub Zgromadzenia Wspólników zatwierdzającego sprawozdania finansowe i sprawozdania z działalności spółek zależnych oraz powiązanych, roczne informacje, wraz z oceną ich skutków dla bezpieczeństwa energetycznego kraju, dotyczące:
 - a) realizacji strategicznych przedsięwzięć inwestycyjnych lub udziału w przedsięwzięciach inwestycyjnych trwale lub przejściowo pogarszających efektywność ekonomicznej działalności tych spółek, ale koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski,
 - b) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną przez operatora lub właściciela systemu dystrybucyjnego lub gazociągu międzysystemowego, dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem siecią przesyłową, siecią dystrybucyjną, gazociągiem międzysystemowym albo gazociągiem bezpośrednim w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,
 - c) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną przez operatora lub właściciela instalacji magazynowej, dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą budową, rozbudową lub rozporządzeniem instalacją magazynową w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,

- d) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną przez właściciela jednostki wytwórczej lub kogeneracyjnej, dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem jednostką wytwórczą albo jednostką kogeneracyjną w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,
- e) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z poszukiwaniem, rozpoznawaniem lub wydobywaniem węglowodorów, w rozumieniu prawa geologicznego i górniczego, o wartości przekraczającej równowartość 5 000 000 euro w złotych,
- przy czym punkty a) - e) powyżej nie dotyczą informacji o: umowach kredytu, usługach związanych z utrzymaniem w stanie niepogorszonym, w tym remontów, oraz usług i prac geofizycznych, wiertniczych, serwisowych, a także usług lub dostaw związanych z wykonaniem powyższych umów lub czynności.
- punkt e) nie obejmuje dodatkowo informacji dotyczących działalności zagranicznego podmiotu zależnego związanych z zawieraniem umów zwykłego zarządu dotyczących funkcjonowania struktury organizacyjnej spółki, w tym umów o pracę, eksploatacji majątku o wartości zobowiązań nieprzekraczających 5 000 000 euro i kosztów bieżącego zarządu.
4. przedkładania ministrowi właściwemu do spraw energii, w terminie 21 dni po zakończeniu Walnego Zgromadzenia lub Zgromadzenia Wspólników spółek powiązanych oraz zależnych, którego przedmiotem, było:
- a) strategiczne przedsięwzięcie inwestycyjne lub udział w przedsięwzięciach inwestycyjnych trwale lub przejściowo pogarszających efektywność ekonomicznej działalności tych spółek, ale koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski,
- b) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną przez operatora lub właściciela systemu dystrybucyjnego lub gazociągu międzysystemowego, dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem siecią przesyłową, siecią dystrybucyjną, gazociągiem międzysystemowym albo gazociągiem bezpośrednim w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,
- c) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną przez operatora lub właściciela instalacji magazynowej, dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem instalacją magazynową w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,
- d) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną przez właściciela jednostki wytwórczej lub kogeneracyjnej dotyczącego lub związanego z projektowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem jednostką wytwórczą albo jednostką kogeneracyjną w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500.000 euro w złotych,
- e) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z poszukiwaniem lub rozpoznawaniem złóż węglowodorów, lub wydobywaniem węglowodorów w rozumieniu prawa geologicznego i górniczego, o wartości przekraczającej równowartość 5 000 000 euro w złotych,
- f) zatwierdzenie rocznych planów finansowych, szczegółową informację dotyczącą decyzji podjętych przez Walne Zgromadzenie lub Zgromadzenie Wspólników w przedmiocie określonym w pkt a - f wraz z oceną jej skutków dla bezpieczeństwa energetycznego kraju,
- powyższe, nie dotyczy informacji o umowach kredytu, usługach związanych z utrzymaniem w stanie niepogorszonym, w tym remontów, oraz usług i prac geofizycznych, wiertniczych, serwisowych, a także usług lub dostaw związanych z wykonaniem powyższych umów lub czynności.
- Punkt e) nie obejmuje dodatkowo informacji dotyczących działalności zagranicznego podmiotu zależnego związanych z zawieraniem umów zwykłego zarządu dotyczących funkcjonowania struktury organizacyjnej spółki, w tym umów o pracę, eksploatacji majątku o wartości zobowiązań nieprzekraczających 5.000.000 euro i kosztów bieżącego zarządu.
5. sporządzania i przekazywania ministrowi właściwemu do spraw energii, w terminie do końca miesiąca, w którym nastąpiła publikacja raportu okresowego na Gieldzie Papierów Wartościowych, analizę ekonomiczno-finansową Spółki oraz spółek zależnych pełniących funkcję operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu magazynowania w formie określonej przez ministra właściwego do spraw energii.
6. przedkładania Walnemu Zgromadzeniu sprawozdania o wydatkach reprezentacyjnych, a także wydatkach na usługi prawne, usługi marketingowe, usługi w zakresie stosunków międzyludzkich (public relations) i komunikacji społecznej oraz usługi doradztwa związanego z zarządzaniem, wraz z opinią Rady Nadzorczej.

Zarząd zobowiązany jest do przedkładania Radzie Nadzorczej do oceny sprawozdań finansowych za ubiegły rok obrotowy wraz z opinią biegłego rewidenta z badania tego sprawozdania, sprawozdania Zarządu z działalności Emitenta za ubiegły rok obrotowy oraz propozycji podziału zysku lub pokrycia straty za ubiegły rok obrotowy – bez wezwania, w terminie umożliwiającym Radzie Nadzorczej dokonanie oceny tych dokumentów przed ich przedstawieniem Walnemu Zgromadzeniu.

Do składania oświadczeń w imieniu Emitenta wymagane jest współdziałanie dwóch członków Zarządu lub jednego członka Zarządu łącznie z prokurentem. Uchwały Zarządu wymagają wszystkie sprawy przekraczające zakres zwykłych czynności Emitenta.

Zarząd podejmuje uchwały w szczególności w następujących sprawach:

1. przyjęcie regulaminu Zarządu;
2. przyjęcie regulaminu organizacyjnego przedsiębiorstwa Emitenta;
3. tworzenie i likwidacja oddziałów;

4. powołanie prokurenta;
5. podział kompetencji pomiędzy członków Zarządu, z zastrzeżeniem, iż uchwała Zarządu w tej sprawie wymaga zatwierdzenia przez Radę Nadzorczą;
6. wyrażenie zgody na powołanie i odwołanie członków organów spółek zależnych lub powiązanych, w ramach przysługujących spółce uprawnień;
7. zaciąganie i udzielanie pożyczek oraz zaciąganie kredytów, z zastrzeżeniem przypadków gdy Statut wymaga zgody lub opinii Rady Nadzorczej;
8. przyjęcie rocznych planów działalności gospodarczej, w tym planów inwestycyjnych z zastrzeżeniem zatwierdzenia tych planów przez Radę Nadzorczą;
9. przyjęcie Strategii Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG oraz strategicznych planów wieloletnich z zastrzeżeniem zatwierdzenia tych planów przez Radę Nadzorczą;
10. zaciąganie zobowiązań warunkowych, w tym udzielanie przez Emitenta gwarancji, poręczeń oraz wystawianie weksli, z zastrzeżeniem przypadków gdy Statut wymaga zgody lub opinii Rady Nadzorczej;
11. zbycie i nabycie składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości, użytkownika wieczystego lub udziałów w nieruchomości, o wartości równej lub przekraczającej równowartość 200.000 złotych, z zastrzeżeniem przypadków gdy Statut wymaga zgody Rady Nadzorczej lub uchwały Walnego Zgromadzenia;
12. sprawy, o których rozpatrzenie Zarząd zwraca się do Rady Nadzorczej lub Walnego Zgromadzenia;
13. przyjęcie szczegółowych informacji na temat zadań wykonywanych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, które przedkładane są ministrowi właściwemu do spraw energii na każde żądanie;
14. zawiązanie innej spółki, objęcie, nabycie albo zbycie udziałów lub akcji w innej spółce, z określeniem warunków i trybu ich zbywania, z zastrzeżeniem, że na zawiązanie spółki, której kapitał zakładowy przekracza równowartość w złotych polskich 2.000.000 euro, a także na objęcie, nabycie albo zbycie udziałów lub akcji innej spółki o wartości przekraczającej równowartość w złotych polskich 2.000.000 euro potrzeba jest zgody Rady Nadzorczej (bądź opinii w przypadku gdy potrzebna jest zgoda Walnego Zgromadzenia), oraz z zastrzeżeniem, że zgody Walnego Zgromadzenia wymaga objęcie, nabycie albo zbycie udziałów lub akcji podmiotów wchodzących w skład Grupy Kapitałowej PGNiG, które na podstawie powszechnie obowiązujących przepisów pełnią funkcje operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu magazynowania z określeniem warunków i trybu zbywania;
15. dokonywanie darowizn, zwalnianie z długu, oraz zawieranie innych umów niezwiązanych z przedmiotem działalności gospodarczej określonym w Statucie;
16. zawieranie transakcji i umów kupna-sprzedaży lub innych umów rozporządzających, składania oświadczeń woli i zaciągania zobowiązań dotyczących: paliw gazowych (w tym dotyczących gazu LNG i regazyfikacji gazu LNG), ropy naftowej, gazoliny i innych pochodnych z przetwarzania ropy naftowej i gazu ziemnego, energii elektrycznej, ciepła, uprawnień do emisji gazów cieplarnianych lub innych substancji, praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii elektrycznej, węgla kamiennego i brunatnego, biomasy, regulacyjnych usług systemowych, innych praw pochodnych opartych na paliwach gazowych lub energii elektrycznej, innych instrumentów finansowych i towarów, udostępniania zdolności przesyłowych dla energii elektrycznej, bilansowania i świadczenia usług dyspozytorskich lub udostępniana zdolności przesyłowych dla paliw gazowych o wartości przekraczającej 20% kapitału zakładowego Emitenta, z tym, że zawarcie umów tego rodzaju o wartości przekraczającej równowartość w złotych 100.000.000 euro, wymaga zaopiniowania przez Radę Nadzorczą, z zastrzeżeniem przypadków gdy Statut wymaga zgody Rady Nadzorczej;
17. dokonywanie innych czynności prawnych niż wymienione w pkt 1 – 16, których wartość przekracza równowartość kwoty 400.000 euro w złotych polskich.

W sprawach niewymagających uchwały Zarządu każdy z członków Zarządu wykonuje powierzone mu funkcje samodzielnie i jest obowiązany do informowania na posiedzeniach Zarządu o podejmowanych istotnych decyzjach i wynikach nadzoru sprawowanego w szczególności nad działalnością merytorycznych komórek organizacyjnych Emitenta w zakresie, jaki wynika z podziału kompetencji pomiędzy członkami Zarządu.

Posiedzenia Zarządu odbywają się stosownie do zaistniałych potrzeb. Każdy z członków Zarządu może złożyć wniosek do Prezesa Zarządu lub osoby go zastępującej w sprawie zwołania posiedzenia w sprawach wymagających niezwłocznej decyzji Zarządu lub dla poinformowania o ważnych sprawach dotyczących Emitenta. Również Przewodniczący Rady Nadzorczej ma prawo wnosić o zwołanie posiedzenia Zarządu przedstawiając Prezesowi Zarządu na piśmie porządek obrad tego posiedzenia. Przewodniczący Rady Nadzorczej ma dodatkowo prawo wnosić do Prezesa Zarządu żądanie umieszczenia poszczególnych spraw w porządku posiedzenia Zarządu.

Zgodnie ze Statutem PGNiG, w uzasadnionych przypadkach dopuszcza się możliwość głosowania w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość, przy czym protokół z takiego głosowania przyjmowany jest na najbliższym posiedzeniu Zarządu.

Zasady i wysokość wynagrodzenia członków Zarządu ustala Rada Nadzorcza, chyba że znajdujące zastosowanie przepisy prawa bezwzględnie obowiązującego stanowią inaczej.

11.1.3. Informacje o odbytych posiedzeniach Zarządu i podjętych uchwałach

W 2017 r. Zarząd Spółki odbył 48 posiedzeń Zarządu i podjął 675 uchwał, w tym 31 uchwał w trybie obiegowym, przewidzianym w § 21 ust. 6 Statutu PGNiG oraz § 4 ust. 10 Regulaminu Zarządu PGNiG S.A. W 12 posiedzeniach Zarządu ogłoszono przerwę w obradach.

W 2017 r. Walne Zgromadzenie PGNiG nie zleciło żadnych zadań do wykonania w Spółce.

W zakresie zaleceń, kierowanych przez Ministra Energii w 2017 r. były to:

1. Podjęcie przez Radę Nadzorczą Spółki działań służących weryfikacji poziomu i zasadności wydatków związanych z umowami doradczymi.
Rada Nadzorczą dokonała stosownej analizy zgodnie z zaleceniami Ministra Energii;
2. Dokonanie przez Radę Nadzorczą Spółki analizy działań, mających na celu realizację obowiązków nałożonych przez ustawę o zasadach kształtowania wynagrodzeń osób kierujących niektórymi spółkami w zakresie ukształtowania i stosowania zasad wynagrodzeń członków organów zarządzających i nadzorujących w spółkach GK PGNiG.
Rada Nadzorczą, przy udziale Zarządu Spółki, podjęła niezbędne czynności mające na celu dostosowanie zasad kształtowania wynagrodzeń osób kierujących niektórymi spółkami w zakresie ukształtowania i stosowania zasad wynagrodzeń członków organów zarządzających i nadzorujących w spółkach GK PGNiG.
3. Dokonanie przez Radę Nadzorczą Spółki analizy wydatków ponoszonych na działalność sponsoringową.
Rada Nadzorczą dokonała stosownej analizy wydatków ponoszonych na działalność sponsoringową zgodnie z zaleceniami Ministra Energii.
4. Podjęcie przez Radę Nadzorczą Spółki czynności kontrolnych w sprawie roszczeń o zapłatę świadczeń osłonowych.
Rada Nadzorczą rozpoczęła i prowadzi czynności kontrolne w sprawie roszczeń o zapłatę świadczeń osłonowych.

11.2. Opis działania organów nadzorujących – Rada Nadzorczą

11.2.1. Skład osobowy Rady Nadzorczą

Stan na dzień 01.01.2017 r.:

- | | |
|------------------------|--------------------------------------|
| 1. Bartłomiej Nowak | - Przewodniczący Rady Nadzorczą; |
| 2. Wojciech Bieńkowski | - Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczą; |
| 3. Magdalena Zegarska | - Sekretarz Rady Nadzorczą; |
| 4. Sławomir Borowiec | - Członek Rady Nadzorczą; |
| 5. Mateusz Boznański | - Członek Rady Nadzorczą; |
| 6. Andrzej Gonet | - Członek Rady Nadzorczą; |
| 7. Piotr Sprzączak | - Członek Rady Nadzorczą; |
| 8. Ryszard Wąsowicz | - Członek Rady Nadzorczą; |
| 9. Anna Wellisz | - Członek Rady Nadzorczą. |

- Z dniem 5 marca 2017 r. Pani Magdalena Zegarska złożyła rezygnację z funkcji Członka Rady Nadzorczą, w związku z uzyskaniem statusu kandydata do powołania na członka Zarządu PGNiG S.A.

- Z dnia 30 maja 2017 r. Pan Ryszard Wąsowicz złożył rezygnację z funkcji członka Rady Nadzorczą;

Stan na dzień 30.05.2017 r.:

- | | |
|------------------------|--------------------------------------|
| 1. Bartłomiej Nowak | - Przewodniczący Rady Nadzorczą; |
| 2. Wojciech Bieńkowski | - Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczą; |
| 3. Sławomir Borowiec | - Sekretarz Rady Nadzorczą; |
| 4. Mateusz Boznański | - Członek Rady Nadzorczą; |
| 5. Andrzej Gonet | - Członek Rady Nadzorczą; |
| 6. Piotr Sprzączak | - Członek Rady Nadzorczą; |
| 7. Anna Wellisz | - Członek Rady Nadzorczą. |

- W dniu 28 czerwca 2017 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie odwołało cały skład Rady Nadzorczą, w związku z upływem kadencji, tj.:

1. Bartłomieja Nowaka
2. Wojciecha Bieńkowskiego
3. Sławomira Borowca
4. Mateusza Boznańskiego
5. Andrzeja Goneta
6. Piotra Sprzączaka
7. Annę Wellisz

i powołało Radę Nadzorczą na nową wspólną 3-letnią kadencję do dnia 28.06.2020 r. w następującym składzie:

1. Bartłomiej Nowak
2. Piotr Sprzączak
3. Andrzej Gonet
4. Piotr Broda
5. Grzegorz Tchorek
6. Sławomir Borowiec
7. Mieczysław Kawecki
8. Stanisław Sieradzki

- W dniu 29 czerwca 2017 r. Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała na stanowisko Przewodniczącego Rady Nadzorczej Bartłomieja Nowaka, na stanowisko Wiceprzewodniczącego Rady Nadzorczej Piotra Sprzączaka, a na Sekretarza Rady Nadzorczej Sławomira Borowca.

Stan na dzień 31.12.2017 r.:

- | | |
|------------------------|---------------------------------------|
| 1. Bartłomiej Nowak | - Przewodniczący Rady Nadzorczej; |
| 2. Piotr Sprzączak | - Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej; |
| 3. Sławomir Borowiec | - Sekretarz Rady Nadzorczej; |
| 4. Piotr Broda | - Członek Rady Nadzorczej; |
| 5. Andrzej Gonet | - Członek Rady Nadzorczej; |
| 6. Mieczysław Kawecki | - Członek Rady Nadzorczej; |
| 7. Stanisław Sieradzki | - Członek Rady Nadzorczej; |
| 8. Grzegorz Tchorek | - Członek Rady Nadzorczej. |

11.2.2. Zasady działania Rady Nadzorczej

Rada Nadzorcza działa zgodnie z zasadami określonymi w Kodeksie spółek handlowych, Statucie oraz w Regulaminie Rady Nadzorczej. Regulamin Rady Nadzorczej został przyjęty uchwałą Rady Nadzorczej i jest dostępny na stronie internetowej Emitenta pod adresem: <http://pgniq.pl/lad-korporacyjny/rada-nadzorcza/regulamin>.

Rada Nadzorcza Emitenta składa się z 5 do 9 członków powoływanych przez Walne Zgromadzenie, przy czym jeden z członków Rady Nadzorczej powinien spełniać określone w Statucie kryteria niezależności. Przez okres, w którym Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Spółki, Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw energii jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej. W Radzie Nadzorczej liczącej do 6 członków – 2 członków powoływanych jest spośród osób wybranych przez pracowników Emitenta. W Radzie Nadzorczej liczącej od 7 do 9 członków – 3 członków powoływanych jest spośród osób wybranych przez pracowników Emitenta.

Członków Rady Nadzorczej powołuje się na wspólną kadencję, która trwa 3 lata.

Rada Nadzorcza sprawuje stały nadzór nad działalnością Emitenta we wszystkich dziedzinach jego działalności oraz opiniuje wszelkie sprawy przedkładane przez Zarząd do rozpatrzenia Walnemu Zgromadzeniu. W szczególności do kompetencji Rady Nadzorczej należą:

1. ocena sprawozdania Zarządu z działalności Emitenta oraz sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy w zakresie ich zgodności z księgami, dokumentami, jak i ze stanem faktycznym;
2. ocena wniosków Zarządu co do podziału zysku lub pokrycia straty;
3. składanie Walnemu Zgromadzeniu pisemnego sprawozdania z wyników czynności, o których mowa w pkt 1 i 2;
4. ocena skonsolidowanego sprawozdania finansowego zarówno co do zgodności z księgami i dokumentami, jak i ze stanem faktycznym, ocena skonsolidowanego sprawozdania Zarządu z działalności Emitenta oraz składanie Walnemu Zgromadzeniu sprawozdania z wyników tych czynności;
5. wybór biegłego rewidenta do przeprowadzenia badania sprawozdania finansowego;
6. zatwierdzanie rocznych planów działalności gospodarczej, w tym planów inwestycyjnych;
7. zatwierdzanie Strategii Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG oraz strategicznych planów wieloletnich;
8. uchwalanie regulaminu szczegółowo określającego tryb działania Rady Nadzorczej;
9. przyjmowanie jednolitego tekstu Statutu, przygotowanego przez Zarząd Emitenta;
10. zatwierdzanie regulaminu Zarządu;
11. zatwierdzanie regulaminu organizacyjnego przedsiębiorstwa Emitenta;
12. zatwierdzanie uchwały Zarządu w sprawie podziału kompetencji pomiędzy członków Zarządu;
13. opiniowanie wszelkich spraw przedkładanych przez Zarząd do rozpatrzenia Walnemu Zgromadzeniu;
14. opiniowanie przedkładanych przez Zarząd ministrowi właściwemu do spraw energii szczegółowych informacji na temat zadań wykonywanych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju;
15. opiniowanie wniosków o wyrażenie przez akcjonariusza – Skarb Państwa reprezentowanego przez ministra właściwego do spraw energii zgody na zmianę istotnych postanowień obowiązujących umów handlowych dotyczących importu gazu ziemnego do Polski, na zawarcie nowych takich umów handlowych, a także na realizację strategicznych przedsięwzięć inwestycyjnych lub udział Emitenta w przedsięwzięciach trwale lub przejściowo pogarszających efektywność ekonomicznej działalności Emitenta, ale koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski;
16. udzielanie Zarządowi zgody na:
 - a) nabycie składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości, użytkowania wieczystego lub udziałów w nieruchomości o wartości od 2.000.000 euro, z wyłączeniem sytuacji, w której wymagana jest zgoda Walnego Zgromadzenia, z wyjątkiem transakcji wynikających z zatwierdzonych przez Radę Nadzorczą rocznych planów działalności gospodarczej, w tym planów inwestycyjnych, oraz strategicznych planów wieloletnich i planów inwestycyjnych związanych z rozwojem systemu przesyłowego,
 - b) rozporządzenie składnikami aktywów trwałych w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, zaliczonymi do wartości niematerialnych i prawnych, rzeczowych aktywów trwałych lub inwestycji długoterminowych, w tym wniesienie jako wkładu do spółki lub spółdzielni, jeżeli wartość rynkowa tych składników przekracza 20.000.000 złotych i nie przekracza 100.000.000 złotych, a także oddanie tych składników do korzystania innemu podmiotowi, na okres dłuższy niż 180 dni w roku kalendarzowym, na podstawie czynności prawnej, jeżeli wartość rynkowa przedmiotu czynności prawnej przekracza 20.000.000 złotych i nie przekracza 100.000.000 złotych, przy czym oddanie do korzystania w przypadku:

- i) umów najmu, dzierżawy i innych umów o oddanie składnika majątkowego do odpłatnego korzystania innym podmiotom - przez wartość rynkową przedmiotu czynności prawnej rozumie się wartość świadczeń za:
 - rok - jeżeli oddanie składnika majątkowego nastąpiło na podstawie umów zawieranych na czas nieoznaczony,
 - cały czas obowiązywania umowy - w przypadku umów zawieranych na czas oznaczony,
- ii) umów użyczenia i innych nieodpłatnych umów o oddanie składnika majątkowego do korzystania innym podmiotom - przez wartość rynkową przedmiotu czynności prawnej rozumie się równowartość świadczeń, jakie przysługiwałyby w razie zawarcia umowy najmu lub dzierżawy, za:
 - rok - jeżeli oddanie składnika majątkowego nastąpi na podstawie umowy zawieranej na czas nieoznaczony,
 - cały czas obowiązywania umowy - w przypadku umów zawartych na czas oznaczony;

c) zaciąganie innych zobowiązań o wartości przekraczającej 20% kapitału zakładowego Spółki, przy czym zgoda nie jest wymagana w przypadku zobowiązań wynikających z zatwierdzonych przez Radę Nadzorczą planów, o których mowa w pkt. 6 lub z umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub zmian umów obrotu paliwami gazowymi w zakresie w jakim dotyczą terminy ich obowiązywania,

d) zawarcie umowy:

- 1) darowizny lub innej umowy o podobnym skutku o wartości przekraczającej 20 000 złotych lub 0,1% sumy aktywów w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, ustalonych na podstawie ostatniego zatwierdzonego sprawozdania finansowego,
- 2) zwolnienia z długu lub innej umowy o podobnym skutku o wartości przekraczającej 50 000 złotych lub 0,1% sumy aktywów w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, ustalonych na podstawie ostatniego zatwierdzonego sprawozdania finansowego,
- 3) umowy o usługi prawne, usługi marketingowe, usługi w zakresie stosunków międzyludzkich (public relations) i komunikacji społecznej oraz usługi doradztwa związanego z zarządzaniem, jeżeli wysokość wynagrodzenia przewidzianego łącznie za świadczone usługi przekracza 500 000 zł netto, w stosunku rocznym,
- 4) umowy o usługi prawne, usługi marketingowe, usługi w zakresie stosunków międzyludzkich (public relations) i komunikacji społecznej oraz usługi doradztwa związanego z zarządzaniem, w których maksymalna wysokość wynagrodzenia nie jest przewidziana,
- 5) zmiany umowy o usługi prawne, usługi marketingowe, usługi w zakresie stosunków międzyludzkich (public relations) i komunikacji społecznej oraz usługi doradztwa związanego z zarządzaniem podwyższającej wynagrodzenie powyżej kwoty, o której mowa w pkt 3);

e) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem siecią przesyłową, siecią dystrybucyjną, gazociągiem międzysystemowym albo gazociągiem bezpośrednim w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500.000 euro w złotych,

f) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem instalacją magazynową w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,

g) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem jednostką wytwórczą albo jednostką kogeneracyjną w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,

h) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z poszukiwaniem lub rozpoznawaniem złóż węglowodorów, lub wydobywaniem węglowodorów w rozumieniu prawa geologicznego i górnictwa, o wartości przekraczającej 5 000 000 euro w złotych,

- przy czym punkty e) - h) powyżej nie dotyczą umów kredytu, usług związanych z utrzymaniem w stanie niepogorszonym, w tym remontów, oraz usług i prac geofizycznych, wiertniczych, serwisowych, a także usług lub dostaw związanych z wykonaniem powyższych umów lub czynności,
- punkt h) nie obejmuje dodatkowo działalności zagranicznego podmiotu zależnego związanych z zawieraniem umów zwykłego zarządu dotyczących funkcjonowania struktury organizacyjnej spółki, w tym umów o pracę, eksploatacji majątku o wartości zobowiązań nieprzekraczających 5 000 000 euro i kosztów bieżącego zarządu.

17. powoływanie i odwoływanie członków Zarządu;
18. ustalanie zasad i wysokości wynagrodzenia członków Zarządu, chyba że znajdujące zastosowanie przepisy prawa bezwzględnie obowiązującego stanowią inaczej;
19. zawieszanie w czynnościach członków Zarządu, z ważnych powodów, bezwzględną większością głosów;
20. delegowanie członków Rady Nadzorczej do czasowego wykonywania czynności członków Zarządu, którzy nie mogą sprawować swoich czynności;
21. przeprowadzanie postępowania kwalifikacyjnego, o którym mowa w art. 18 ustawy o zasadach zarządzania mieniem państwowym;
22. udzielanie zgody na tworzenie i likwidację oddziałów Emitenta za granicą;
23. udzielanie zgody członkom Zarządu na zajmowanie stanowisk w organach innych spółek w przypadkach, w których zgoda na zajmowanie takich stanowisk jest wymagana w przepisach prawa;
24. udzielanie zgody na zawiązanie przez Spółkę innej spółki, której kapitał zakładowy przekracza równowartość w złotych polskich 2 000 000 euro, a także na objęcie, nabycie albo zbycie udziałów lub akcji innej spółki o wartości przekraczającej równowartość w złotych polskich 2 000 000 euro, z określeniem warunków i trybu ich zbywania; w przypadku, gdy na wymienione czynności wymagana jest zgoda Walnego Zgromadzenia, Rada Nadzorcza jedynie opiniuje wniosek;
25. monitorowanie stanu zadłużenia Emitenta;
26. opiniowanie rekomendacji Zarządu dotyczącej wskazania przedstawicieli Emitenta do zarządu i rady nadzorczej lub odwołania ze składu zarządu i rady nadzorczej spółki pod firmą: System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. i

- przedstawienie jej do akceptacji akcjonariuszowi - Skarbowi Państwa reprezentowanemu przez ministra właściwego do spraw energii;
27. opiniowanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta Emitenta na walnym zgromadzeniu spółki pod firmą: System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.;
 28. zatwierdzanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta Emitenta na zgromadzeniach wspólników operatorów systemu dystrybucyjnego w sprawach zatwierdzenia rocznych planów finansowych tych spółek;
 29. zatwierdzanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta Emitenta na zgromadzeniach wspólników operatorów systemu dystrybucyjnego w sprawach zatwierdzenia wieloletnich strategicznych planów działalności tych spółek;
 30. zatwierdzanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta Emitenta na zgromadzeniach wspólników operatorów systemu dystrybucyjnego w sprawach:
 - a) zmiany statutu lub umowy Spółki;
 - b) podwyższenia lub obniżenia kapitału zakładowego;
 - c) połączenia, przekształcenia lub podziału Spółki;
 - d) zbycia akcji lub udziałów Spółki;
 - e) zbycia i wydzierżawienia przedsiębiorstwa spółki lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego;
 - f) rozwiązania i likwidacji Spółki;
 - g) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem siecią dystrybucyjną, gazociągiem międzysystemowym albo gazociągiem bezpośrednim w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500.000 euro w złotych, z wyłączeniem umów kredytu, usług związanych z utrzymaniem w stanie niepogorszonym, w tym remontów, oraz usług i prac serwisowych, a także usług lub dostaw związanych z wykonaniem powyższych umów lub czynności.
 31. zatwierdzanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta Emitenta na zgromadzeniach wspólników operatorów systemu magazynowania, w sprawach:
 - a) zmiany statutu lub umowy Spółki;
 - b) podwyższenia lub obniżenia kapitału zakładowego;
 - c) połączenia, przekształcenia lub podziału Spółki;
 - d) zbycia akcji lub udziałów Spółki;
 - e) zbycia i wydzierżawienia przedsiębiorstwa spółki lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego;
 - f) rozwiązania i likwidacji Spółki;
 - g) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem jednostką magazynową w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych, z wyłączeniem umów kredytu, usług związanych z utrzymaniem w stanie niepogorszonym, w tym remontów, oraz usług i prac serwisowych, a także usług lub dostaw związanych z wykonaniem powyższych umów lub czynności;
 32. zatwierdzanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta PGNiG na Walnym Zgromadzeniu lub na Zgromadzeniu Wspólników spółek, w których Spółka posiada przynajmniej 50% akcji lub udziałów, albo które są właścicielami sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, gazociągu międzysystemowego lub bezpośredniego, instalacji magazynowej, jednostki wytwórczej lub kogeneracyjnej (o ile właściciel jednostki wytwórczej lub kogeneracyjnej prowadzi działalność w zakresie obrotu energią) w rozumieniu prawa energetycznego, z zastrzeżeniem pkt 30 i 31, w sprawach:
 - a) zmiany statutu lub umowy spółki,
 - b) podwyższenia lub obniżenia kapitału zakładowego,
 - c) połączenia, przekształcenia lub podziału spółki,
 - d) zbycia akcji lub udziałów spółki,
 - e) zbycia i wydzierżawienia przedsiębiorstwa spółki lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego,
 - f) rozwiązania i likwidacji spółki,
 - g) zastawiania lub innego rodzaju obciążania akcji lub udziałów spółki,
 - h) zobowiązania do dopłat,
 - i) emisji obligacji,
 - j) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem siecią przesyłową, siecią dystrybucyjną, gazociągiem międzysystemowym albo gazociągiem bezpośrednim w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,
 - k) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z projektowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem instalacją magazynową w rozumieniu Prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,
 - l) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z projektowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem jednostką wytwórczą albo jednostką kogeneracyjną w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,

m) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z poszukiwaniem lub rozpoznawaniem złóż węglowodorów, lub wydobywaniem węglowodorów w rozumieniu prawa geologicznego i górniczego, o wartości przekraczającej równowartość 5 000 000 euro w złotych,

- przy czym punkty j-m powyżej nie dotyczą umów kredytu, usług związanych z utrzymaniem w stanie niepogorszonym, w tym remontów, oraz usług i prac geofizycznych, wiertniczych, serwisowych, a także usług lub dostaw związanych z wykonaniem powyższych umów lub czynności.
- punkt m nie obejmuje dodatkowo działalności zagranicznego podmiotu zależnego związanych z zawieraniem umów zwykłego zarządu dotyczących funkcjonowania struktury organizacyjnej spółki, w tym umów o pracę, eksploatacji majątku o wartości zobowiązań nieprzekraczających 5 000 000 euro i kosztów bieżącego zarządu.

33. opiniowanie wniosków Zarządu dotyczących zaciągania zobowiązań przekraczających równowartość w złotych 100.000.000 euro.

34. opiniowanie sprawozdań o wydatkach reprezentacyjnych, a także wydatkach na usługi prawne, usługi marketingowe, usługi w zakresie stosunków międzyludzkich (public relations) i komunikacji społecznej oraz usługi doradztwa związanego z zarządzaniem, sporządzonych przez Zarząd

Posiedzenia Rady Nadzorczej zwoływane są przez Przewodniczącego lub Wiceprzewodniczącego Rady Nadzorczej w każdym przypadku, gdy wymaga tego interes Emitenta, nie rzadziej jednak niż raz na 2 miesiące. Posiedzenia Rady Nadzorczej zwoływane są również na żądanie członka Rady Nadzorczej lub na wniosek Zarządu. Rada Nadzorcza wyraża swoje stanowisko wyłącznie w formie uchwały. Rada Nadzorcza podejmuje uchwały, jeżeli na posiedzeniu jest obecnych co najmniej 50% jej członków, a wszyscy jej członkowie zostali zaproszeni. Uchwały Rady Nadzorczej mogą być podejmowane wyłącznie w sprawach objętych porządkiem posiedzenia, przy czym jeżeli na posiedzeniu obecni są wszyscy członkowie i nikt nie zgłosił sprzeciwu możliwa jest zmiana porządku posiedzenia. Rada Nadzorcza podejmuje uchwały w głosowaniu jawnym bezwzględną większością głosów. Na wniosek członka Rady Nadzorczej lub w sprawach osobowych zarządza się głosowanie tajne. Na posiedzenia Rady Nadzorczej mogą być zapraszani członkowie Zarządu. Uchwała Rady Nadzorczej w sprawie wyboru biegłego rewidenta wymaga dla swej ważności głosowania za jej przyjęciem przez członka Rady Nadzorczej spełniającego kryteria niezależności określone w Statucie Emitenta. Z zastrzeżeniem wyjątków wskazanych w Regulaminie Rady Nadzorczej, Rada Nadzorcza może podejmować uchwały w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania na odległość. Podjęcie uchwały w tym trybie wymaga uzasadnienia oraz uprzedniego przedstawienia projektu uchwały wszystkim członkom Rady Nadzorczej.

Przewodniczący Rady Nadzorczej ma prawo wnosić o zwołanie posiedzenia Zarządu przedstawiając Prezesowi Zarządu na piśmie przedmiot obrad tego posiedzenia. Przewodniczący Rady Nadzorczej ma prawo wnosić do Prezesa Zarządu o umieszczenie poszczególnych spraw w porządku posiedzenia Zarządu. Zarząd zobowiązany jest do przedkładania Radzie Nadzorczej do oceny sprawozdań finansowych za ubiegły rok obrotowy wraz z opinią biegłego rewidenta z badania tego sprawozdania, sprawozdanie Zarządu z działalności Emitenta za ubiegły rok obrotowy oraz propozycję podziału zysku lub pokrycia straty za ubiegły rok obrotowy – bez wezwania, w terminie umożliwiającym Radzie Nadzorczej dokonanie oceny tych dokumentów przed ich przedstawieniem Walnemu Zgromadzeniu.

Rada Nadzorcza lub jej członkowie oddelegowani do samodzielnego pełnienia określonych czynności nadzorczych mają prawo kontrolować pełny zakres działalności Emitenta, a w szczególności badać wszystkie dokumenty Emitenta, żądać od Zarządu i pracowników Emitenta sprawozdań i wyjaśnień lub dokonywać rewizji stanu majątku Emitenta.

Rada Nadzorcza może powoływać komitety stałe lub doraźne, tworzone w miarę potrzeb, działające jako kolegialne organy doradcze i opiniodawcze Rady. Rada Nadzorcza ma ponadto prawo do zasięgnięcia opinii radców prawnych oraz powoływania odpowiednich ekspertów w celu zasięgnięcia opinii w sprawach należących do jej kompetencji.

Wynagrodzenie członków Rady Nadzorczej ustalane jest przez Walne Zgromadzenie zgodnie z przepisami ustawy z dnia 9 czerwca 2016 r. o zasadach kształtowania wynagrodzeń osób kierujących niektórymi spółkami (tj. Dz.U. z 2017 r. poz. 2190).

Rada Nadzorcza może z ważnych powodów delegować poszczególnych członków do samodzielnego pełnienia określonych czynności nadzorczych na czas oznaczony. Delegowany członek Rady Nadzorczej obowiązany jest do złożenia Radzie Nadzorczej pisemnego sprawozdania z dokonywanych czynności.

11.3. Komitety

W 2017 r. w Spółce działał jeden komitet – Komitet Audytu. W skład Komitetu Audytu wchodzi co najmniej 3 członków Rady Nadzorczej, w tym przynajmniej jeden członek posiadający wiedzę i umiejętności w zakresie rachunkowości lub badania sprawozdań finansowych.

Komitet Audytu Rady Nadzorczej odbył w okresie 2017 r. 6 posiedzeń i podjął 12 uchwał. W tym okresie Komitet Audytu nie podejmował uchwał w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków porozumiewania się na odległość. Na 3 posiedzeniach Komitet Audytu odbył spotkania z biegłym rewidentem, w tym na 2 posiedzeniach dokonał przeglądu i oceny systemu sprawozdawczości finansowej.

Skład osobowy Komitetu Audytu:

- od dnia 01.01.2017 r. do dnia 05.03.2017 r.:

- | | |
|------------------------|--|
| 1. Mateusz Boznański | - Przewodniczący Komitetu Audytu; |
| 2. Magdalena Zegarska | - Zastępca Przewodniczącego Komitetu Audytu, |
| 3. Wojciech Bieńkowski | - Członek Komitetu Audytu; |
| 4. Bartłomiej Nowak | - Członek Komitetu Audytu; |
| 5. Piotr Sprzączak | - Członek Komitetu Audytu, |

- od dnia 06.03.2017 r. do dnia 28.06.2017 r.:

- | | |
|------------------------|--|
| 1. Mateusz Boznański | - Przewodniczący Komitetu Audytu; |
| 2. Piotr Sprzączak | - Zastępca Przewodniczącego Komitetu Audytu, |
| 3. Wojciech Bieńkowski | - Członek Komitetu Audytu; |
| 4. Bartłomiej Nowak | - Członek Komitetu Audytu; |

- od dnia 29.06.2017 r.:

- | | |
|---------------------|----------------------------|
| 1. Bartłomiej Nowak | - Członek Komitetu Audytu; |
| 2. Piotr Broda | - Członek Komitetu Audytu; |
| 3. Grzegorz Tchorek | - Członek Komitetu Audytu. |

- od dnia 17.08.2017 do końca 2017 r.:

- | | |
|---------------------|--|
| 1. Grzegorz Tchorek | - Przewodniczący Komitetu Audytu; |
| 2. Piotr Broda | - Zastępca Przewodniczącego Komitetu Audytu; |
| 3. Bartłomiej Nowak | - Członek Komitetu Audytu. |

11.3.1. Zasady działania Komitetu Audytu

Komitet Audytu działa w ramach Rady Nadzorczej jako stały komitet, służący pomocą Radzie Nadzorczej w zakresie jego zadań.

Zgodnie z Regulaminem Komitetu Audytu Rady Nadzorczej, Komitet Audytu składa się z co najmniej 3 członków Rady Nadzorczej, w tym przynajmniej jeden członek posiadający wiedzę i umiejętności w zakresie rachunkowości lub badania sprawozdań finansowych.

Większość członków Komitetu Audytu, w tym Przewodniczący jest niezależna od Spółki tj. spełniają kryteria niezależności, o których mowa w art. 129 ust. 3 Ustawy z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym.

Członkowie Komitetu Audytu posiadają wiedzę i umiejętności z zakresu branży, w której działa Spółka. Warunek ten uznaje się za spełniony, jeżeli przynajmniej jeden członek Komitetu Audytu posiada wiedzę i umiejętności z zakresu tej branży lub poszczególni członkowie w określonych zakresach posiadają wiedzę i umiejętności z zakresu tej branży.

Członkowie Komitetu Audytu powoływani są przez Radę Nadzorczą spośród jej członków, przy zachowaniu zasady rotacji, by nie przykładać szczególnego znaczenia do obecności poszczególnych osób.

Posiedzenia Komitetu Audytu odbywają się w miarę potrzeb, nie rzadziej niż raz na pół roku i zwoływane są przez Przewodniczącego Komitetu.

Przewodniczący Komitetu może zapraszać na posiedzenia Komitetu pozostałych członków Rady Nadzorczej, członków Zarządu i pracowników Emitenta oraz inne osoby, których udział w posiedzeniach Komitetu uznaje za ważny z punktu widzenia realizacji zadań Komitetu. Komitet podejmuje uchwały, jeżeli na posiedzeniu Komitetu jest obecna co najmniej połowa jego członków, a wszyscy jego członkowie zostali właściwie zaproszeni. Komitet może podejmować uchwały w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków porozumiewania się na odległość. Uchwały Komitetu są podejmowane zwykłą większością oddanych głosów. W przypadku równej liczby głosów „za” oraz „przeciw”, decyduje głos Przewodniczącego Komitetu.

Co sześć miesięcy Komitet Audytu składa Radzie Nadzorczej sprawozdania ze swojej działalności, które są udostępniane akcjonariuszom Emitenta na najbliższym Walnym Zgromadzeniu.

Do zadań Komitetu Audytu należą w szczególności zadania wymienione w art. 130 Ustawy z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym, m.in.:

- a) monitorowanie:
 - procesu sprawozdawczości finansowej,
 - skuteczności systemów kontroli wewnętrznej i systemów zarządzania ryzykiem oraz audytu wewnętrznego, w tym w zakresie sprawozdawczości finansowej,
 - wykonywania czynności rewizji finansowej, w szczególności przeprowadzania przez firmę audytorską badania, z uwzględnieniem wszelkich wniosków i ustaleń Komisji Nadzoru Audytowego wynikających z kontroli przeprowadzonej w firmie audytorskiej;
- b) kontrolowanie i monitorowanie niezależności biegłego rewidenta i firmy audytorskiej, w kontekście przestrzegania limitów na wynagrodzenie za świadczenie na rzecz badanej Spółki dozwolonych usług innych niż badanie sprawozdań finansowych;
- c) informowanie Rady Nadzorczej lub innego organu nadzorczego lub kontrolnego Spółki o wynikach badania oraz wyjaśnianie, w jaki sposób badanie to przyczyniło się do rzetelności sprawozdawczości finansowej w Spółce a także jaka była rola Komitetu Audytu w procesie badania;
- d) dokonywanie oceny niezależności biegłego rewidenta oraz wyrażanie zgody na świadczenie przez niego dozwolonych usług niebędących badaniem w Spółce;
- e) opracowywanie polityki wyboru firmy audytorskiej do przeprowadzania badania;
- f) opracowywanie polityki świadczenia przez firmę audytorską przeprowadzającą badanie, przez podmioty powiązane z tą firmą audytorską oraz przez członka sieci firmy audytorskiej dozwolonych usług niebędących badaniem;
- g) określanie procedury wyboru firmy audytorskiej przez Spółkę;
- h) przedstawianie Radzie Nadzorczej lub innemu organowi nadzorczemu lub kontrolnemu, lub organowi, o którym mowa w art. 66 ust. 4 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, rekomendacji, o której mowa w art. 16 ust. 2 rozporządzenia nr 537/2014, zgodnie z politykami, o których mowa w pkt e i f;
- i) Rekomendacja dotycząca wyboru audytora zawiera wskazanie firmy audytorskiej, oświadczenie, że rekomendacja jest wolna od wpływów stron trzecich; stwierdzenie, że badana jednostka zainteresowania publicznego nie zawarła umów zawierających klauzule, o których mowa w art. 66 ust. 5a ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości.
- j) przedkładanie zaleceń mających na celu zapewnienie rzetelności procesu sprawozdawczości finansowej w Spółce.

11. Oświadczenie GK PGNiG na temat informacji niefinansowych

Niniejsze skonsolidowane oświadczenie na temat informacji niefinansowych zostało sporządzone zgodnie z wymogami art. 49b i 55 ustawy o rachunkowości, która zobowiązuje jednostki zainteresowania publicznego do ujawniania danych pozafinansowych.

Oświadczenie uwzględnia wybrane wskaźniki standardu raportowania *Global Reporting Initiative* (GRI) w wersji G4 oraz wskaźniki własne GK PGNiG.

11.1. Informacje podstawowe

Oświadczenie zawiera dane PGNiG jako jednostki dominującej oraz 24 spółek zależnych, a szczegółowo model biznesowy GK PGNiG, skład Grupy Kapitałowej oraz opis segmentów działalności zaprezentowano w następujących częściach niniejszego Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG i Grupy Kapitałowej PGNiG.

Model biznesowy > [Więcej informacji – pkt 2.1.](#)

Grupa Kapitałowa PGNiG > [Więcej informacji – pkt 2.2. i pkt. 6](#)

Segmenty działalności > [Więcej informacji – pkt 5.](#)

11.1.1. Łańcuch dostaw GK PGNiG

GK PGNiG jest liderem rynku gazu ziemnego w Polsce o nowoczesnej i sprawnie zarządzanej strukturze, obecną w niemal całym łańcuchu wartości w ramach sektora gazowego i skupiającą aktywa z sektorów paliwowego i elektroenergetycznego.

W skład GK PGNiG wchodzi spółki o zróżnicowanych profilach, które zajmują poszczególne ogniwa łańcucha dostaw. Spółki GK PGNiG współpracują z kilkudziesięcioma tysiącami dostawców.

Zróżnicowana struktura działalności (m.in. położenie geograficzne, różny zakres działalności) wpływa także na zróżnicowany łańcuch dostaw. PGNiG współpracuje w większości z dostawcami z Polski, a także m.in. z krajów Unii Europejskiej, Kataru, Norwegii, USA, Rosji.

Łańcuch dostaw

Poszukiwanie i wydobywanie	dystrybutorzy, producenci, podwykonawcy, hurtownie, doradcy, usługodawcy firmy sejsmiczne, wiertnicze i serwisy wiertnicze, podwykonawcy, dystrybutorzy i producenci, brokerzy, konsultanci producenci urządzeń wiertniczych, serwisowych oraz pomocniczych, części zamiennych i materiałów, ich dystrybutorzy, detaliści drobnych urządzeń, magazyny, warsztaty, dostawcy usług spedycyjnych, transportowych i remontowo-utrzymawczych dostawcy sprzętu geofizycznego niezbędnego do produkcji, firmy IT dostarczające usługi informatyczne, firmy z branży motoryzacyjnej, dostawcy gotowych maszyn i urządzeń
Obrót i magazynowanie	brokerzy, konsultanci, wykonawcy, dystrybutorzy, producenci surowców, podwykonawcy, hurtownicy, giełdy towarowe, spółki handlu, hurtowego, podmioty magazynujące gaz, miasta, producenci energii, elektrycznej, dostawcy gazu, firmy IT dostarczające usługi informatyczne, firmy z branży motoryzacyjnej, dostawcy gotowych maszyn i urządzeń
Dystrybucja	doradcy, wykonawcy, dystrybutorzy, producenci, podwykonawcy, hurtownie; firmy IT dostarczające usługi informatyczne
Wytworzenie	Producenci; usługodawcy (np. ubezpieczenia, prawnicy); firmy budowlane; firmy instalacyjno-montażowe; transport kolejowy i drogowy; firmy wydobywcze, firmy IT dostarczające usługi informatyczne, firmy z branży motoryzacyjnej, dostawcy gotowych maszyn i urządzeń

11.2. Strategia zrównoważonego rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017-2022

W kwietniu 2017 r. Zarząd PGNiG przyjął „Strategię zrównoważonego rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017-2022”, która wspiera i uzupełnia cele biznesowe zdefiniowane w „Strategii Grupy Kapitałowej na lata 2017-2022”.

„Strategia zrównoważonego rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017-2022” opiera się na sześciu obszarach, które wyznaczają priorytety działań. Ze względu na charakter działalności biznesowej prowadzonej przez poszczególne spółki GK PGNiG, zdefiniowano 13 celów strategicznych.

Misja PGNiG definiuje odpowiedzialność za zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego oraz wskazuje koncentrację uwagi na kliencie i jego potrzebach. Uwzględnia także specyfikę klienta indywidualnego i biznesowego. Natomiast wizja podkreśla innowacyjność rozwiązań oferowanych przez GK PGNiG.

Świadomość oddziaływania na otoczenie oraz odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne, zakorzenione w systemie wartości Grupy, są fundamentami nowej Strategii CSR. Uwzględniając bezpieczeństwo i innowacje, spółki GK PGNiG mając na uwadze oczekiwania swoich interesariuszy, zobowiązują się do spełniania najwyższych standardów w zakresie przejrzystej kultury organizacyjnej, relacji z pracownikami i klientami, prospołecznej postawy, a także działań na rzecz ochrony środowiska.



Obszar	Temat	Cel strategiczny
Rynek	Bezpieczeństwo energetyczne kraju	Zapewnienie klientom dostępu do gazu ziemnego, energii elektrycznej i ciepła, w oparciu o zdywersyfikowane źródła i kierunki dostaw gazu ziemnego.
Otoczenie	Ochrona środowiska	Efektywna dbałość o kwestie środowiskowe we wszystkich obszarach prowadzonej działalności. Poprawa efektywności energetycznej w całym łańcuchu wartości GK PGNiG
	Kapitał społeczny	Zaangażowanie w rozwój kapitału społecznego oraz intelektualnego w Polsce poprzez otwarcie się na nowe inicjatywy oraz wspieranie projektów pro bono.
	Komunikacja społeczna i dialog przy inwestycjach	Prowadzenie dialogu ze społecznością lokalną zgodnie z najlepszymi standardami wypracowanymi w GK PGNiG.
Klient	Satysfakcja klienta	Zwiększenie satysfakcji klientów poprzez poprawę jakości obsługi oraz inwestycje w zaawansowane, cyfrowe rozwiązania i narzędzia komunikacyjne odpowiadające na potrzeby różnych grup klientów.
	Rozwój oferty	Dążenie do zwiększania dostępności produktów i usług m.in. poprzez rozwój infrastruktury na terenach niezgazyfikowanych oraz dostosowanie oferty do najwyższych standardów i potrzeb klientów.
Pracownicy	Solidny pracodawca	Promowanie i wdrażanie wysokich standardów zatrudnienia pracowników poprzez prowadzenie wzorcowej polityki personalnej oraz budowanie przyjaznego miejsca pracy.
	Rozwój pracowników	Rozwój mentoringu oraz prowadzenie proaktywnego działania w celu zapewnienia dostępności wykwalifikowanej kadry.
	Bezpieczeństwo i higiena pracy	Wdrożenie jednolitych standardów zarządzania w obszarze BHP w celu stałego podnoszenia poziomu bezpieczeństwa pracowników, osób przebywających na terenie PGNiG i społeczności lokalnej.
Innowacje	Innowacje dla rozwoju	Aktywne wspieranie rozwoju współpracy z jednostkami naukowo-badawczymi oraz start-upami czy MŚP w celu stałej poprawy efektywności funkcjonowania firmy.
Etyka	System wartości	Pogłębienie wiedzy naszych pracowników w zakresie wartości i zasad etycznych w środowisku pracy. Odpowiedzialne zarządzanie całym łańcuchem wartości w oparciu o transparentne zasady współpracy uwzględniające kryteria społeczne, środowiskowe i prawa człowieka.

11.3. Kluczowe obszary strategii CSR

11.3.1. Bezpieczeństwo energetyczne kraju

Działalność biznesowa GK PGNiG wpływa bezpośrednio na bezpieczeństwo energetyczne kraju, co w perspektywie zrównoważonego rozwoju znajduje odzwierciedlenie w celu, jakim jest zapewnienie klientom dostępu do gazu ziemnego, energii elektrycznej i ciepła, w oparciu o zdywersyfikowane źródła i kierunki dostaw gazu ziemnego. Cel ten jest rozumiany jako ciągłe dążenie GK PGNiG do rozwoju wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej, a także magazynowania gazu i zapewnienia zdywersyfikowanych źródeł dostaw dla klientów. W tym kontekście CSR, znaczenia nabierają kluczowe projekty biznesowe związane z poszukiwaniem i wydobyciem oraz pozyskiwaniem gazu, jak również bieżąca produkcja ciepła i energii elektrycznej realizowana przez spółki GK PGNiG TERMIKA.

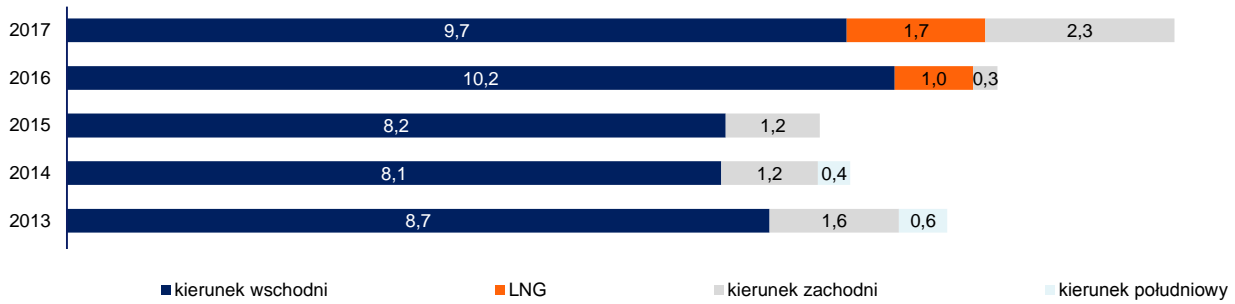
GK PGNiG stale dąży do zwiększania zasobów oraz wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej oraz zapewnienia nieprzerwanych dostaw surowców do swoich klientów. W tym celu realizowana jest polityka dywersyfikacji kierunków importu gazu ziemnego do Polski oraz program prac poszukiwawczo-wydobywczych.

Portfel pozyskanego gazu ziemnego

W 2017 r. PGNiG importowało gaz ziemny w ramach kontraktów o zróżnicowanych terminach obowiązywania. Do największych kontraktów należą:

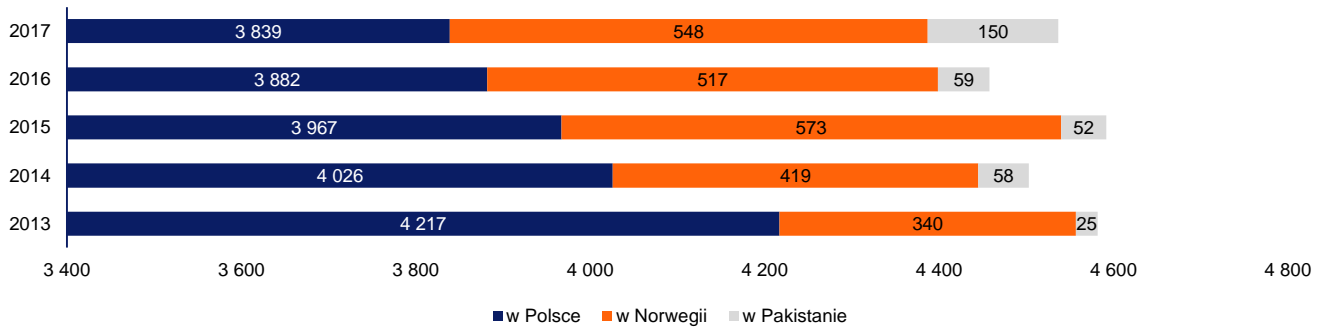
- kontrakt kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 r. z OOO Gazprom eksport, obowiązującego do 2022 r. (tzw. kontrakt jamalski),
- umowy Sprzedaży Skroplonego Gazu Ziemnego z dnia 29 czerwca 2009 r. z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3), obowiązującej do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

Dostawy gazu ziemnego do Polski z zagranicy w latach 2013-2017 w mld m³:



W 2017 r. zwiększone zostały zakupy gazu z importu i wyniosły 13,7 mld m³. Zmniejszyły się zakupy gazu z kierunku wschodniego – zakupiono o 0,5 mld m³ gazu mniej z tego kierunku względem 2016 r. Do 2,3 mln m³ wzrosło pozyskanie gazu z kierunku zachodniego. Wzrosły też dostawy LNG do poziomu 1,7 mld m³.

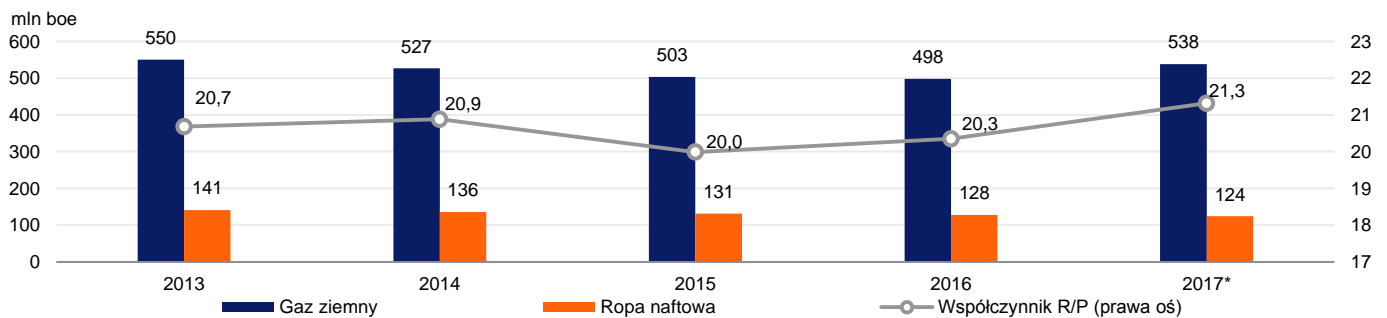
Wydobycie gazu ziemnego GK PGNiG w mln m³:



Wolumen oraz rodzaj szacowanych rezerw

Polska

Zasoby wydobywalne udokumentowane przez PGNiG w Polsce w latach 2013-2017



*uwzględniono dodatkowo przyrosty zasobów z dokumentacji przyjętej przez Komisję Zasobów Kopalnin, bez decyzji Ministra Środowiska.

Norwegia

W 2017 r. osiągnięto wzrost udokumentowanych zasobów w Norwegii, z 78 mln boe na początku roku do 83 mln boe na koniec 2017 r. w wyniku pozytywnego przeszacowania zasobów na złożach Ærflugl oraz Vilje oraz akwizycji złoża Skogul.

Pakistan

Zasoby gazu ziemnego (zaazotowanego): 67,7 mln boe (Rehman) i 23,9 mln boe (Rizq).

11.3.2. Ochrona środowiska

Biorąc po uwagę współczesne wyzwania ochrony środowiska, związane z wyczerpywaniem się zasobów naturalnych oraz możliwym zanieczyszczeniem poszczególnych elementów środowiska, GK PGNiG podejmuje działania mające na celu minimalizację negatywnego wpływu na środowisko. Wspieraniem w realizacji tych zamierzeń jest opracowywanie standardów technicznych dla realizacji prac w oparciu o obowiązujące wymagania prawne, dobre praktyki przemysłu naftowego i gazowego, prewencję w ramach poszukiwań i wydobywania złóż, analizę ryzyk środowiskowych oraz monitoring wpływu działalności na środowisko. Stosowane są technologie redukujące wpływ negatywnego oddziaływania na środowisko oraz systemy zarządzania, w ramach których realizowane są cele i zadania wpływające na poprawę efektywności środowiskowej.

Spółki GK PGNiG dążą do minimalizowania negatywnych skutków prowadzonej działalności i podejmują działania prośrodowiskowe w kluczowych obszarach związanych z ich aktywnością biznesową. Zdecydowane zaangażowanie kadry zarządzającej oraz odpowiednie przygotowanie personelu ma przełożenie na doskonalenie efektów działalności środowiskowej GK PGNiG, jej wyrobów i usług, w duchu zgodności z wymaganiami międzynarodowych standardów.

Wpływ likwidacji odwiertów i kopanek

Odwierty i otwory wiertnicze przeznaczone do likwidacji są likwidowane zgodnie z przepisami Prawa Geologicznego i Górniczego oraz stosownych aktów wykonawczych do niego. Zlikwidowane otwory są trwale oznaczone w terenie, zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 25 kwietnia 2014 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących prowadzenia ruchu zakładów górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi oraz Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 12 czerwca 2002 r. w sprawie ratownictwa górniczego, jak również zgodnie z „Wytycznymi Kierownika Ruchu Zakładu Górniczego dotyczącymi zabezpieczenia, likwidacji czasowej i likwidacji otworów wiertniczych i odwiertów” obowiązującymi w zakładzie górniczym.

Ochrona środowiska w działalności wiertniczej

Zagadnienia ochrony środowiska realizowane na potrzeby prowadzenia wierceń zarówno na strukturach konwencjonalnych jak i niekonwencjonalnych węglowodorów, realizowane są w oparciu o obowiązujące przepisy prawa polskiego i unijnego, jak również wypracowane wewnętrzne dokumenty opisujące dobre praktyki.

Rekultywacja i badania na majątku nieprodukcyjnym

1 września 2016 r. zostało przyjęte rozporządzenie Ministra Środowiska w sprawie sposobu prowadzenia oceny zanieczyszczenia powierzchni ziemi, które spowodowało konieczność nowego podejścia do prowadzenia remediacji środowiska gruntowo-wodnego na majątku nieprodukcyjnym, gdzie przeszła działalność produkcji gazu miejskiego z węgla kamiennego spowodowała przekształcenia i lokalne zanieczyszczenie środowiska. W ramach planu prac remediacyjnych w pierwszej kolejności wymagane jest wykonanie aktualnych badań stanu środowiska oraz zaplanowanie tańszych i skuteczniejszych metod oczyszczania środowiska.

Podziemne Magazyny Gazu

W 2017 r. na terenie i w otoczeniu KPMG Mogilno oraz KPMG Kosakowo prowadzono monitoring środowiska. Celem prowadzonego monitoringu było określenie ewentualnych zmian zachodzących w środowisku związanych ze zrzutem solanki do wód Zatoki Puckiej w przypadku KPMG Kosakowo oraz eksploatacją części lądowej inwestycji w przypadku KPMG Kosakowo i KPMG Mogilno. Wyniki monitoringu środowiska wskazują, że działalność polegająca na budowie i eksploatacji podziemnych magazynów gazu nie wpływa negatywnie na poszczególne komponenty środowiska naturalnego.

W KPMG Mogilno kontynuowano monitoring środowiska lądowego, który obejmuje monitoring wód powierzchniowych i podziemnych, gruntu oraz szczelności magazynu. W 2017 r. odwiercono otwory i zainstalowano trzy sondy stałego monitoringu w rejonie trzech komór magazynowych

W przypadku KPMG Kosakowo, monitoring środowiska prowadzono w części lądowej i morskiej. Monitoring w części lądowej uwzględnia: monitoring wód podziemnych i powierzchniowych, gruntu, osiadań powierzchni terenu oraz szczelności magazynu. W 2017 r. opracowano koncepcję sieci reperów dla monitoringu osiadań powierzchni terenu w rejonie KPMG Kosakowo. Monitoring w części morskiej obejmuje z kolei szereg badań i pomiarów biologicznych, hydrologicznych oraz parametrów technicznych pracy instalacji zrzutowej.

W 2018 r. GSP planuje wdrożenie Zintegrowanego Systemu Zarządzania ISO 9001, ISO 14001 i OHSAS 18001. W zakresie ochrony środowiska zostaną zaktualizowane i/lub opracowane nowe procedury środowiskowe dostosowane do opublikowanej w 2015 r. nowej wersji normy ISO 14001. Spełnienie wymagań normy umożliwi skuteczne osiągnięcie celów polityki środowiskowej oraz dalsze doskonalenie się organizacji w zakresie działań prośrodowiskowych.

Projekt GEO-METAN

Uruchomiony w 2017 r. projekt GEO-METAN w swoich biznesowych założeniach zakłada redukcję emisji CH₄ do atmosfery. Projekt zakłada wydobywanie metanu przed eksploatacją węgla kamiennego, co w efekcie końcowym ma wpłynąć na mniejszą emisję metanu podczas wydobywania węgla kamiennego. Dodatkowo metan ma być skutecznie wykorzystywany przez PGNiG i ma stanowić jedno z niekonwencjonalnych źródeł gazu ziemnego. Część badawczo-demonstracyjna jest przewidziana na 10 lat.

Wykorzystywane materiały i surowce (G4-EN1)

Zużycie gazu ziemnego, węgla kamiennego i brunatnego w GK PGNiG w latach 2015-2017

Zużycie surowców i paliw ogółem	2017		2016		2015	
	[mln m ³]	[mln Mg]	[mln m ³]	[mln Mg]	[mln m ³]	[mln Mg]
Gaz ziemny	376,5	-	152,8	-	205,9	-
w tym PGNiG	270,2	-	56,4	-	115,7	-
Węgiel kamienny	-	2,9	-	2,9	-	2,7
Węgiel brunatny	-	-	-	-	-	-

Surowce nieodnawialne są podstawowym źródłem przy wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepłej w GK PGNiG. Węgiel kamienny jest używany do produkcji energii elektrycznej i ciepła głównie w elektrociepłowniach GK PGNiG TERMIKA, podczas gdy gaz ziemny zużywany jest w pozostałych spółkach do ogrzewania budynków, produkcji ciepła, energii (w tym także do produkcji energii elektrycznej w procesie ko- i trigeneracji) oraz procesów technologicznych takich jak zasilanie pogrzewaczy ropy naftowej w procesie odsiarczania i odsalania, kotłów, silników tłoczni gazu, turbin gazowych, dopalania gazów odpadowych.

W 2017 r. odnotowano wzrost zużycia gazu, co jest spowodowane spalaniem podczas udostępniania złóż (flarowanie) oraz zwiększeniem liczby oddziałów oraz instalacji wytwórczych PGNiG TERMIKA EP i PGNiG OD. Większość spółek próbuje ograniczać zużycie gazu ziemnego poprzez modernizację swoich instalacji grzewczych.

Zużycie energii w GK PGNiG w latach 2015-2017 (G4-EN3)

Zużycie energii		2017		2016		2015
		GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG
Wytworzonej we własnym zakresie z surowców nieodnawialnych	Energii elektrycznej [GWh]	894	74	838	41	824
	Ciepła [MJ]	4 890 062 269	4 478 730 220	3 961 884 022	3 560 916 000	3 661 657 310
	Pary [MJ]	43 096 683	37 480 683	38 745 305	38 745 305	41 253 529
	Chłodzenia [MJ]	2 193 088	-	2 220 960	-	1 630 496
Wytworzonej we własnym zakresie z surowców odnawialnych	Energii elektrycznej [GWh]	27,0	-	19,2	-	1,3
	Ciepła [MJ]	3,5	-	2,9	-	1,0
	Pary [MJ]	-	-	-	-	-
	Chłodzenia [MJ]	-	-	-	-	-

W 2017 r. w większości spółek GK PGNiG dominowało zużycie energii wytwarzanej we własnym zakresie na bazie surowców nieodnawialnych. Pozostałe bazują na umowach z firmami energetycznymi. Wielkość zużywanej energii koreluje z rozwojem Grupy Kapitałowej. W ramach GK PGNiG wdrażane są rozwiązania proekologiczne, takie jak siłownie ko- i trigeneracyjne, które posiada część spółek i instalacje fotowoltaiczne. Norweska spółka PUN pobiera całość zużywanej energii z bezemisyjnych hydroelektrowni.

Zużycie wody w GK PGNiG w podziale na źródło pochodzenia w latach 2015- 2017 (G4-EN8)

Wody (mln m3)	2017		2016		2015
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG
powierzchniowe pobierane z ujęć własnych	156,2	-	159,5	-	147,0
podziemne pobierane z ujęć własnych	0,3	0,2	0,3	0,3	0,35
gromadzone z opadów	-	-	-	-	-
kupowane z sieci wodociągowej, ujęć wód powierzchniowych i podziemnych	1,6	0,1	1,7	0,2	1,0

We wszystkich spółkach GK PGNiG obserwowany jest spadkowy trend w zakresie zużycia wody w 2017 r. w stosunku do 2016 r., głównie w wyniku modernizacji instalacji (obieg zamknięty), inwestycji w programy środowiskowe oraz za sprawą poprawy świadomości pracowników w zakresie zużycia wody.

Wpływ na bioróżnorodność (G4-EN12)

W 2017 r. GK PGNiG realizowała przedsięwzięcia, które znajdowały się w pobliżu obszarów chronionych i cennych przyrodniczo. Wszelkie prace wykonywane były zgodnie z uzyskanymi decyzjami i zezwoleniami. Dodatkowo w obszarach o skrajnie wrażliwych siedliskach wykonywano inwentaryzację przyrodniczą. W pojedynczych przypadkach pozyskiwano decyzje derogacyjne.

Bezpośrednia emisja CO₂ z instalacji GK PGNiG uczestniczących w EU ETS w latach 2016-2017 (G4-EN15)

Nazwa instalacji EU ETS	numer KPRU	2017			2016		
		Przydział emisji [tys. Mg]	Emisja 2017 [tys. Mg]	Pozostało/(Brakuje) [tys. Mg]	Przydział emisji [tys. Mg]	Emisja 2017 [tys. Mg]	Pozostało/Brakuje [tys. Mg]
KPMG Mogilno	PL-0898-08	5,1	14,0	(8,9)	5,9	15,5	(9,6)
Odolanów I (kotłownia)	0562-05	18,1	30,9	(12,8)	6,0	9,2	(3,2)
Odolanów II (tłocznia)	0950-08				15,1	19,4	(4,3)
KRNiGZ Lubiatów OC	PL-1070-13	41,6	55,4	(13,85)	42,4	56,2	(13,8)
PMG Wierzchowice	PL-1072-13	-	42,6	(42,6)	-	6,6	(6,6)
KPMG Kosakowo	PL-1076-13	-	2,9	(2,9)	-	3,6	(3,6)
KRNiGZ Dębno OC	PL-0563-05	25,8	29,7	(3,9)	26,3	30,6	(4,3)
EC Pruszków	PL-0026-05	37,7	133,4	(95,7)	50,8	131,4	(80,6)
EC Siekierki	PL-0027-05	1 059,3	3 047,2	(1 987,9)	1 468,3	2 969,7	(1 501,4)
EC Żerań	PL-0028-05	782,8	2 339,0	(1 556,2)	1 064,2	2 303,3	(1 239,1)
EC Kawęczyn	PL-0124-05	37,1	95,7	(58,6)	43,4	73,2	(29,8)
Ciepłownia Wola	PL-0125-05	0,7	8,6	(7,9)	0,8	1,2	(0,4)
CM Racibórz	0297-05	17,5	50,0	(32,5)	22,8	50,8	(28,0)
CM Wodzisław Śląski	0298-05	11,7	34,7	(23,0)	15,4	34,1	(18,7)
CM Żory	0299-05	13,6	34,6	(21,0)	17,9	34,3	(16,4)
PTEP S.A. EC „Moszczenica”	0083-05	49,7	77,3	(27,6)	61,4	86,1	(24,7)
PTEP S.A. EC „Zofiówka”	0084-05	147,1	235,2	(88,1)	167,7	264,0	(96,3)
PTEP S.A. EC „Pniówek”	0085-05	30,5	77,4	(46,9)	35,9	74,2	(38,3)
PTEP S.A. EC „Suszec”	0086-05	12,4	34,7	(22,3)	14,2	45,1	(30,9)
Razem		2 290,7	6 343,3	(4 052,6)	3 058,5	6 208,5	(3 150,0)

W systemie EU ETS funkcjonuje obecnie 18 instalacji GK PGNiG. W 2017 r. wielkość emisji dwutlenku węgla wyniosła 6 343 tys. Mg i uległa nieznacznemu (o 2%) wzrostowi w stosunku do lat ubiegłych. PGNiG TERMIKA EP zanotowała w swoich ciepłowniach spadek emisji CO₂ z powodu wyższych średniorocznych temperatur w sezonie grzewczym, a przez to mniejszej produkcji w danym okresie. W PGNiG TERMIKA zaplanowano zadania modernizacyjne mające wpływ na wydajność wytwarzania energii i zmieniające paliwo (przejsię z węgla na spalanie gazu), co powinno obniżyć wielkość emisji gazów cieplarnianych. Z uwagi na tendencje do rokrocznego zmniejszania wysokości darmowych przydziałów uprawnień do emisji CO₂ istnieje konieczność ich dodatkowego zakupu.

Redukcja emisji gazów cieplarnianych (G4-EN19)

GK PGNiG kładzie duży nacisk na problem redukcji emisji gazów i pyłów do powietrza. Dotyczy to szczególnie instalacji podlegających pod pozwolenia zintegrowane oraz uczestniczących w EU ETS. W 2017 r. dotrzymano wszystkich wymaganych standardów emisyjnych. Ponadto Grupa systematycznie ogranicza ilość zanieczyszczeń, które są generowane z transportu, procesów spalania w źródłach ciepła, przeładunku paliw oraz procesów technologicznych (spalanie gazów na pochodniach, upusty gazu, emisje pochodzące z tłoczni i sprężarek). Metody obniżania emisji zanieczyszczeń do powietrza polegają m.in. na wykorzystaniu gazu jako paliwa o niskiej emisji zanieczyszczeń, monitoringu zużycia paliw, obniżaniu energochłonności procesów technologicznych oraz modernizacji lub wymianie źródeł ciepła wykorzystywanych na własne potrzeby.

Emisje tlenków azotu, tlenków siarki, inne znaczące emisje do powietrza (G4-EN21)

Działalność w zakresie poszukiwania i eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, dystrybucji gazu oraz prac modernizacyjno-remontowych i serwisowych GK PGNiG generuje zanieczyszczenia do powietrza takie jak gazy (SO₂, NO_x, CO, CO₂, CH₄), pyły, węglowodory, aldehydy, alkohole, kwasy, metale ciężkie, pierwiastki metaliczne i niemetaliczne.

W 2017 r. emisje innych od CO i CO₂ związków emitowanych do powietrza mają tendencje malejące, które są efektem stosowania nowocześniejszych technologii spalania węgla.

Substancje zanieczyszczające emitowane do powietrza przez GK PGNiG w latach 2015-2017

Emisje gazów, pyłów i substancji (Mg)	2017		2016		2015
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG
CO ₂	6 577 924	338 122	6 411 274	270 555	6 194 063
CO ₂ spalanie biomasa	293 710	-	240 323	-	16 738
CH ₄	14 424	9 586	18 911	13 876	24 138
SO ₂	12 452	1 725	14 152	1 567	14 362
NO _x /NO ₂	6 377	355	6 782	290	7 038
CO	2 216	361	2 100	305	2 183
Razem pyły	786	2	1 099	2	927
Razem węglowodory	260	198	264	195	241
H ₂ S	-	-	-	-	-
Razem	6 908 149	350 349	6 694 905	286 790	6 259 690

Całkowita ilość ścieków wg jakości i docelowego miejsca przeznaczenia w latach 2015-2017 (G4-EN22)

Ścieki	2017		2016		2015
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG
Bytowe [m ³]	348 342	7120	276 655	10 438	346 931
Komunalne [m ³]	108 113	90 955	104 183	73 830	85 974
Przemysłowe [m ³]	6 652 290	15 248	6 311 583	10 939	5 945 205
Wody opadowe i roztopowe [m ³]	1 497 638	288 197	1 209 936	280 591	1 319 110
Inne [m ³]	149 839 142	-	154 527 215	22 959	148 599 919

*W przypadku PGNiG TERMIKA wody chłodnicze

Ścieki wytwarzane przez jednostki GK PGNiG są odprowadzane do sieci kanalizacyjnej, do wód powierzchniowych lub do ziemi, na podstawie pozyskanych pozwoleń wodno-prawnych. Ścieki bytowe i przemysłowe odprowadzane są do kanalizacji. Wody opadowe z terenu zakładów i dróg dojazdowych wprowadzane są do kanalizacji miejskiej, jak również do wód powierzchniowych i do ziemi. Duży udział w ilości wytwarzanych ścieków mają spółki GK PGNiG TERMIKA, które wykorzystują wodę do celów chłodniczych. Z drugiej strony polityka oszczędnego gospodarowania wodami jest realizowana podczas wierceń, a tam gdzie to możliwe ścieki są wykorzystywane powtórnie do sporządzania płuczek.

W 2017 r. nastąpił przede wszystkim wzrost ilości ścieków bytowych i komunalnych spowodowany powstaniem nowych oddziałów oraz instalacji wytwórczych PGNiG TERMIKA EP i PGNiG OD.

Gospodarka odpadami (G4-EN23)

W działalności związanej z eksploatacją ropy naftowej i gazu ziemnego wytwarzane są odpady niebezpieczne i inne niż niebezpieczne. W 2017 r. wszystkie Spółki GK PGNiG raportowały spadek ilości wytwarzanych odpadów, głównie dzięki wprowadzeniu nowych technologii, a także stosowaniu ekologicznych materiałów i wyrobów. Spółki GK PGNiG wdrażają także programy podnoszenia świadomości w zakresie segregacji odpadów. PGNiG TERMIKA uruchomiła w drugiej połowie 2017 r. instalację separacji popiołu na Ec Siekierki oczyszczającą wytworzony popiół z niespalonego węgla. Efektem inwestycji będzie znaczne ograniczenie ilości wytwarzanych odpadów pyłowych. Ponadto o 30 % wzrosła waga odpadów powtórnie wykorzystywanych wewnątrz GK PGNiG. Pozostałe odpady są oddawane do recyklingu wyspecjalizowanym firmom zewnętrznym.

Sposób zagospodarowania odpadów w GK PGNiG w latach 2015-2017

Odpady pozostałe z wyłączeniem odpadów komunalnych		Składowane [Mg]	Odzyskiwane w tym recykling [Mg]	Unieszkodliwiane [Mg]	Spalane [Mg]	Przekazane do zbierania [Mg]	Magazynowane [Mg]
2017							
Odpady niebezpieczne	GK PGNiG	-	3 317,4	571,7	38,9	659,9	20,9
	PGNiG	-	3 053,8	389,3	-	10,1	20,9
Inne niż niebezpieczne	GK PGNiG	212,1	568 214,5	3 121,3	11,1	2 186,3	60,0
	PGNiG	189,0	1 159,4	2 824,5	-	4,7	60,0
2016							
Odpady niebezpieczne	GK PGNiG	-	1 646,2	584,4	2,7	690,9	49,0
	PGNiG	-	1 061,9	521,4	-	15,2	49,0
Inne niż niebezpieczne	GK PGNiG	342,0	565 664,6	1 909,2	-	5 615,1	47,7
	PGNiG	305,7	4 998,3	1 763,6	-	7,8	47,7
2015							
Odpady niebezpieczne	GK PGNiG	-	779,8	587,9	3,5	770,0	25,0
	PGNiG	-	505,3	554,0	-	14,0	25,0
Inne niż niebezpieczne	GK PGNiG	4 835,8	609 314,1	274,4	-	5 392,6	73,5
	PGNiG	4 774,8	2 264,3	92,8	-	0,6	73,5

Sposób zagospodarowania odpadów wydobywczych w latach 2015-2017

Odpady wydobywcze		Składowane w obiektach unieszkodliwiania [Mg]	Odzyskiwane [Mg]	Unieszkodliwiane [Mg]	Wykorzystywane powtórnie [Mg]	Magazynowane [Mg]	Składowane w górotworze [Mg]
2017							
Odpady niebezpieczne	GK PGNiG	-	1 314,1	77,2	-	-	-
	PGNiG	-	1 314,1	77,2	-	-	-
Inne niż niebezpieczne	GK PGNiG	-	92 131,3	9 527,6	-	53,6	3 256,9
	PGNiG	-	47 361,4	9 511,6	-	53,6	3 256,9
2016							
Odpady niebezpieczne	GK PGNiG	-	1 459,6	98,0	-	-	-
	PGNiG	-	1 459,6	-	-	-	-
Inne niż niebezpieczne	GK PGNiG	-	67 750,1	189,7	-	-	28 371,8
	PGNiG	-	58 710,9	-	-	-	28 371,8
2015							
Odpady niebezpieczne	GK PGNiG	-	2 897,3	331,6	-	-	-
	PGNiG	-	2 897,3	41,3	-	-	-
Inne niż niebezpieczne	GK PGNiG	-	68 523,3	15 399,9	-	-	58 236,9
	PGNiG	-	59 413,5	7 929,2	-	-	58 236,9

Zdarzenia ze skutkami dla środowiska (G4-EN24)

W 2017 r. odnotowano cztery zdarzenia środowiskowe tj. wycieków oleju hydraulicznego z pracujących wibratorów podczas realizacji prac sejsmicznych w łącznej ilości około 100 l. W wyniku powyższego doszło do drobnych zanieczyszczeń wierzchniej warstwy gleby. Wszelkie skutki zdarzeń zostały usunięte. Zanieczyszczona olejem hydraulicznym gleba została przekazana do autoryzowanych odbiorców odpadów zgodnie z Planem Gospodarowania Odpadami. W celu zapobieżenia podobnym zdarzeniom w przyszłości sprawdzono zaciski przewodów hydraulicznych we wszystkich maszynach na realizowanych projektach. Ponadto podczas prac grup sejsmicznych prowadzone są regularne ćwiczenia postępowania na wypadek wycieku oraz innego zdarzenia środowiskowego. Ponadto zwiększono liczbę inspekcji stanu technicznego maszyn jako prewencję w celu eliminacji potencjalnych zdarzeń.

Kary środowiskowe (G4-EN29)

Posiadanie aktualnych zezwoleń i decyzji na korzystanie ze środowiska to podstawa działalności spółek GK PGNiG. W 2017 r. Wojewódzki Inspektor Ochrony Środowiska nałożył karę pieniężną w wysokości 4 tys. zł na jedną z jednostek za przekroczenie określonego w pozwoleniu zintegrowanym dopuszczalnego stężenia dwutlenku siarki, od czego złożono odwołanie do Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska i oczekiwane jest jego rozpatrzenie.

Nakłady finansowe na inwestycje środowiskowe w GK PGNiG w latach 2015-2017 (G4-EN31)

	2017	2016	2015
nakłady na inwestycje środowiskowe (w tym modernizacje i remonty) (w mln zł)	26,0	139,5	226,7
w tym PGNiG	3,9	3,5	1,3

Wysokość nakładów na inwestycje środowiskowe w GK PGNiG zmalała w stosunku do poprzedniego roku. Modernizowano kotłownie oraz przeprowadzono termomodernizacje budynków, co bezpośrednio wpływa na ochronę powietrza atmosferycznego. Ponoszono też koszty związane z ochroną wód oraz gospodarką odpadami.

GK PGNiG TERMIKA, prowadząc modernizacje swoich urządzeń wytwórczych bierze udział w programach: Krajowy Plan Inwestycyjny i aukcjach białych certyfikatów, uzyskując darmowe przydziały na emisję CO₂ dla wytwarzanej energii elektrycznej i dotacje finansowe. Skutkuje to ograniczeniem emisji CO₂ i innych zanieczyszczeń do atmosfery.

Spółki GK PGNiG TERMIKA zaplanowały nakłady na inwestycje środowiskowe w latach 2019-2021 w związku z wejściem w życie zastrzonych wymogów środowiskowych wynikających z Konkluzji BAT w wysokości 1445,6 mln zł. Większość nakładów stanowią plany budowy nowych jednostek wytwórczych (blok parowo – gazowy i dwie kotłownie szczytowe gazowe w Ec Żerań oraz budowa nowych źródeł w Ec Pruszków), które zastąpią źródła wyeksploatowane i niespełniające wymogów BAT. Planowane inwestycje dotyczące źródeł istniejących stanowią przede wszystkim budowy urządzeń ograniczających emisję zanieczyszczeń (odazotowanie, odsiarczanie oraz odpylanie) do poziomów wymaganych w BAT.

Znaczną część środków wydatkowano na szkolenia z zakresu ochrony środowiska oraz kampanie prośrodowiskowe. Ponoszono też koszty certyfikacji, oprogramowania środowiskowego oraz obowiązkowych pomiarów środowiska. Przeprowadzono kilkanaście spotkań świadomościowych dla pracowników w zakresie zrównoważonego transportu, segregacji odpadów oraz minimalizacji potencjalnego negatywnego wpływu branży na środowisko.

Skargi (G4-EN34)

W 2017 PGNiG prowadziło postępowanie sądowe o zapłatę za bezumowne korzystanie z nieruchomości poprzez składowanie odpadów i niewłaściwą rekultywację. W jego wyniku nastąpiło oddalenie powództwa oraz zasądzenie na rzecz PGNiG zwrotu kosztów zastępstwa procesowego.

Wpłynęły trzy skargi od mieszkańców wsi Kokorzyn na hałas emitowany przez instalację membranową do odzysku helu na strumieniu gazu produkowanego przez KGZ Kościan-Brońsko. Ponadto Regionalna Dyrekcja Ochrony Środowiska w Rzeszowie zbiera materiał dowodowy nt. zanieczyszczenia powierzchni ziemi powstałego w wyniku prac remontowych przy odwiercie Rzeszów-17, które zgłosił właściciel działki.

System zarządzania środowiskowego w GK PGNiG

Podstawą funkcjonowania systemu zarządzania środowiskowego wg normy PN-EN ISO 14 001 jest identyfikacja aspektów środowiskowych organizacji. Uporządkowanie tego obszaru jest jedną z kluczowych kwestii, umożliwiających przeprowadzenie analiz w ramach GK PGNiG i wytypowania obszarów szczególnego zainteresowania w zakresie ochrony środowiska dla górnictwa naftowego i gazownictwa.

Jednym z najczęściej powtarzających się aspektów środowiskowych jest emisja zanieczyszczeń do atmosfery. Emisje pyłu i gazów, takich jak tlenki azotu, siarki i węgla, są istotne w szczególności dla PGNiG TERMIKA, która wytwarza energię elektryczną i ciepło, spalając w tym celu węgiel kamienny, gaz ziemny i biomasę. Emisja do atmosfery gazu ziemnego, w tym z zawartością związków siarki, może wystąpić, w przypadku sytuacji awaryjnych, takich jak min. rozszczelnienie głowicy, rurociągów, wydmychy.

Większości procesów technologicznych towarzyszy także emisja hałasu do otoczenia, a w przypadku GEOFIZYKI Toruń również - wibracje.

Zanieczyszczony grunt i wody podziemne są również bardzo często wymienianym znaczącym aspektem środowiskowym. Przyczyną występowania tego aspektu mogą być zanieczyszczenia pochodzące z przeszłej działalności oraz wycieki substancji ropopochodnych lub substancji niebezpiecznych podczas prac wierniczych i innych procesów technologicznych, w trakcie eksploatacji maszyn i urządzeń lub z powodu awaryjnego rozszczelnienia zbiorników magazynujących czy rurociągów.

11.3.3. Kapitał społeczny i działalność społeczna

Charakter i skala działalności, a w szczególności możliwa obecność infrastruktury służącej poszukiwaniu, wydobywaniu, magazynowaniu a także dystrybucji węglowodorów w życiu społeczności lokalnych powoduje, że GK PGNiG z dużym zaangażowaniem podchodzi do kwestii budowania partnerskich relacji z przedstawicielami społeczności lokalnej, administracją oraz dostawcami i wykonawcami na rzecz realizacji wspólnych celów.

GK PGNiG kreuje możliwości współpracy oraz buduje zrozumienie dla wzajemnych relacji i współzależności z poszczególnymi grupami interesariuszy.

GK PGNiG wpływa również na lokalne społeczności poprzez swoją działalność dobroczynną i charytatywną realizowaną głównie przez Fundację PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza.

Zakres działalności Fundacji PGNiG obejmuje:

- szeroko rozumiane wspieranie kultury i dziedzictwa narodowego, ochronę zabytków, w tym szczególności przemysłu gazowniczego i kultu religijnego;
- działania na rzecz nauki i edukacji w zakresie nauk podstawowych i technicznych oraz oświaty ze szczególnym uwzględnieniem projektów historyczno-patriotycznych, w tym również polegającej na kształceniu studentów;
- sportu, z uwzględnieniem rywalizacji jako narzędzia wychowawczego dzieci i młodzieży, oraz ochronę zdrowia, pomocy społecznej i rehabilitacji zawodowej i społecznej inwalidów.

Działalność Fundacji opiera się na współpracy z partnerami programowymi i realizacji projektów własnych, co pozwala na jej efektywne wykorzystanie i dotarcie do najbardziej potrzebujących na terenie całej Polski.

W 2017 r. Fundacja skupiła swe działania na dwóch autorskich programach - „Być jak Ignacy” i „Rozgrzewamy Polskie Serca”, w trzecim kwartale rozpoczęła nowy, autorski program edukacyjny „Powietrze bez śmieci”.

Fundacja oraz spółki GK PGNiG również wspierały blisko 100 inicjatyw zgodnych z powyższym zakresem działalności, m.in. w formie dotacji na działania statutowe Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce oraz wsparcie Fundacji Przestrzeni Obywatelskiej i Polityki Społecznej, dofinansowując projekt „*Recovering Forgotten History*”.

Ponadto Fundacja rozpoczęła w 2017 r. prace koncepcyjno-projektowe dot. Centrum Edukacyjno-Muzealnego „Ignacy”. Celem projektu jest budowa oddziału żłobkowo-przedszkolnego dla dzieci pracowników GK PGNiG oraz rewitalizacja Muzeum Gazownictwa na potrzeby wpisania jej we współczesne trendy muzealnicze.

„Być jak Ignacy”

Fundacja PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza od lat wspiera działania propagujące naukę, edukację oraz historię, a od 2016 r. w ramach programu „Być jak Ignacy”.

„Być jak Ignacy” jest to program popularyzujący naukę wśród uczniów szkół podstawowych, a jednocześnie przybliżający najmłodszemu wyjątkową postać patrona Fundacji oraz wybitnych polskich naukowców. Filarem programu jest strona internetowa, na której znajdują się interaktywne komiks, filmy edukacyjne z eksperymentami naukowymi oraz gra przygodowa. W ramach programu organizowany jest konkurs na „Naukową Szkołę Ignacego”, w którym przyznawane są statuetki Ignasia. Do drugiej edycji

konkursu zgłosiło się ponad 650 szkół z całej Polski. Konkurs ma wyłonić 16 placówek (po jednej z każdego województwa), które w najciekawszy sposób zorganizują i udokumentują pracę specjalnie powołanego koła naukowego. Aby pomóc nauczycielom w prowadzeniu takiego koła powstały scenariusze lekcji dostosowane do potrzeb klas 0-3 oraz 4-6.

Pierwsza edycja programu została podsumowana galą finałową wręczenia nagród dla 16 szkół z całej Polski.

W ramach programu, zakupiono i wyposażono specjalny autobus – mobilne laboratorium Ignacego, który cieszył się ogromną popularnością w ramach wakacyjnej trasy z Latem z Radiem.

Program „Być jak Ignacy” ma honorowy patronat Ministerstwa Edukacji Narodowej oraz patronat medialny Polskiego Radio.

„Rozgrzewamy Polskie Serca”

„Rozgrzewamy Polskie Serca” - projekt Fundacji i PGNiG oraz innych podmiotów GK PGNiG wspierający działania na rzecz podnoszenia świadomości historycznej Polaków, budowania narodowej tożsamości i kultywowania pamięci o bohaterach historii. W ramach podjętych działań wspierane są projekty edukacyjne i filmowe, a także inicjatywy dotyczące wsparcia weteranów oraz działania w szeroko pojętej sferze kultury. Fundacja w szczególności dba o pamięć oraz popularyzację historii „Żołnierzy Niezłomnych”.

W ramach programu zrealizowano i wsparto ponad 50 projektów, które trafiły do blisko 5 mln odbiorców. W tym wspierano Powstańców Warszawskich, dofinansowując ich rachunki za gaz kwotą do 700 złotych rocznie.

W ramach programu „Rozgrzewamy Polskie Serca” i w odpowiedzi na potrzebę ochrony środowiska i ochrony pszczół przed wymarciem, na terenie siedziby Centrali PGNiG powstała Edukacyjna Pasieka – Energia z Miodu. Obecnie pasieka edukacyjna liczy 15 uli i planowane jest ich podwojenie w sezonie 2018. Projekt ten obejmuje cykl szkoleń dla pracowników o pszczołach i pasiece w mieście, a w kolejnym etapie cykl warsztatów zostanie również dostosowany dla dzieci i młodzieży ze szkół warszawskich.

„Powietrze bez Śmieci”

Fundacja wraz ze spółkami z GK PGNiG prowadzi od 2017 r. działania edukacyjne na rzecz walki z problemem smogu w Polsce. Zainaugurowano program edukacyjny „Powietrze bez śmieci” składający się z kampanii informującej Polaków o problemie smogu, poprzez reklamę, kanały *social media* i stronę internetową oraz dwa konkursy – pierwszy adresowany do gmin, gdzie mieszkańcy poprzez głosowanie mogą wygrać budowę naukowego placu zabaw na terenie swojej gminy oraz drugi skierowany do dzieci klas 1-3 szkół podstawowych, w którym nagrodą jest wyposażenie pracowni przyrodniczej.

Pozostała działalność społeczna PGNiG

Działalność CSR w 2017 r. skupiała się na wdrożeniu nowej Strategii CSR w GK PGNiG oraz realizacji projektów i kreowaniu nowych z zakresów zgodnych z filarami Strategii, m.in.:

- Pogoń dla Pogoni - projekt łączący edukację, sport i historię, w ramach którego kluby Pogoń Siedlce i Pogoń Lwów, a także społeczności obu miast, współpracowały na rzecz historycznej oraz sportowej edukacji dzieci i młodzieży.
- Górnik w przedszkolu i szkole - akcja wolontariatu, w której udział biorą pracownicy PGNiG - Oddział w Zielonej Górze oraz PGNiG - Oddział Geologii i Eksploatacji. Celem jest promocja zawodu górnika naftowego poprzez uporządkowaną prezentację w szkołach, przedszkolach przy okazji poznawania zawodów czy z okazji Barbórki.

Sponsoring

PGNiG od wielu lat prowadzi działalność sponsoringową, która przyczynia się do rozwoju kapitału społecznego. GK PGNiG koncentruje się na trzech głównych obszarach sponsoringu zasadniczego – wspiera sport, kulturę oraz edukację.

Sport

PGNiG wspiera jedną wiodącą dyscyplinę w sporcie profesjonalnym – piłkę ręczną. Jest także partnerem programu „Klub” i wspólnie z Ministerstwem Sportu i Turystyki wspiera działalność małych i średnich klubów sportowych. PGNiG jest założycielem i donatorem Superliga sp. z o.o., spółki-operatora zawodowej ligi piłki ręcznej.

Kultura

W 2017 r. kontynuowano zapoczątkowaną w 2016 r. z Telewizją Polską współpracę z Teatrem Telewizji. Innym działaniem w zakresie sponsoringu kultury było m. in. wsparcie Koncertu Galowego „Gintrowski – a jednak coś po nas zostanie”.

PGNiG poza wsparciem kultury wysokiej, angażuje się w szereg inicjatyw patriotycznych.

Edukacja

Spółka wspólnie z Fundacją PGNiG realizowała program edukacyjny „Być jak Ignacy”. Wspierane działania polegały na udziale PGNiG w Festiwalach Nauki, gdzie interaktywne stanowisko spółki cieszyło się dużym zainteresowaniem.

Kapitał społeczny w liczbach

Ponad 120 tys. uczniów, około 10 tys. studentów i blisko 5 tys. naukowców było w 2017 r. bezpośrednim odbiorcą czy beneficjentem działań społecznych Fundacji PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza i innych podmiotów z GK PGNiG (w tym w szczególności spółek PGNiG, PGNiG TERMIKA i PSG). Komunikacja o projektach csr-owych GK PGNiG docierała do ponad 800 tysięcy użytkowników *social mediów* Fundacji.

Fundacja wraz ze spółkami GK PGNiG wsparła ponad 100 inicjatyw w 2017 r. w stosunku do blisko 80 inicjatyw z 2016 r.

11.3.4. Rozwój oferty

Troska o klienta i jego satysfakcję jest jednym z głównych kierunków działań podejmowanych przez spółki z GK PGNiG, Utrzymanie dotychczasowych oraz pozyskanie nowych klientów jest możliwie poprzez realizację szeregu przedsięwzięć wiążących się z profesjonalną i przyjazną obsługą klienta oraz z dostosowaniem oferty do zróżnicowanych potrzeb klientów. Budowanie trwałych relacji z klientami jest także jednym z zobowiązań Polityki QHSE GK PGNiG i wymogiem sytemu zarządzania jakością.

Liczba nowych klientów korzystających z energii elektrycznej, CNG, LNG w 2017 r.

Spółka	Liczba nowych klientów - energia elektryczna (w tys.)	Liczba nowych klientów CNG	Liczba nowych klientów LNG
PGNiG OD	50,6	-	2
PSG	-	-	419
PST	18,8	-	-

Wolumen sprzedaży energii elektrycznej (w MWh) do odbiorców końcowych

Spółka	2017	2016	Zmiana r/r w procentach
PGNiG OD	606 288,24 MWh	274 915,66 MWh	220,54 %
PST	160 731,83 MWh	53 239,53 MWh	301,90 %

Stopień gazyfikacji kraju/liczba nowych przyłączy/Wolumen dystrybucji gazu ziemnego/Przyrost aktywnych przyłączy do odbiorców końcowych

Spółka	Stopień gazyfikacji kraju	Liczba nowych przyłączy	Wolumen dystrybucji gazu ziemnego	Przyrost aktywnych przyłączy do odbiorców końcowych
PSG	59,6%	54 922	123,44 TWh	90 277

Wolumen sprzedaży gazu na nowych przyłączach w 2017 r.

Spółka	Wolumen sprzedaży gazu na nowych przyłączach
PSG	1,05 TWh

Zmiana wolumenu dystrybucji gazu (%) w Polsce dane z PSG

Rok	Wolumen dystrybucji gazu
2016	115,67 TWh
2017	123,44 TWh
Zmiana procentowa:	6,72%

Przyrost aktywnych i nowych przyłączy

PSG w 2017 r. zrealizowała 54 922 sztuki nowych przyłączy gazowych. Wykonanie przyłączy przekroczyło roczny cel, który zgodnie z obowiązującą Strategią spółki na lata 2016-2020, wynosi 46 500 sztuk nowych przyłączy gazowych.

Liczba stacji CNG/LNG

Spółka	Liczba stacji CNG		Liczba stacji LNG	
	2017	2016	2017	2016
PGNiG OD	20	20	-	-
PSG	-	-	5 (majątek PSG) 3 (dzierżawione przez PSG)	5 (majątek PSG) 3 (dzierżawione przez PSG)

Satysfakcja klienta

Spółki obsługujące klientów detalicznych w GK PGNiG, czyli m.in. PGNiG OD czy PSG stale poprawiają jakość obsługi i rozwijają internetowe kanały sprzedaży i współczesne narzędzia kontaktu z klientem poprzez strony internetowe w wersji mobilnej oraz dostosowane do potrzeb osób niepełnosprawnych i starszych.

Jednocześnie prowadzone są działania zwiększającej świadomość klienta na rynku energetycznym w kontekście liberalizacji rynku i uczciwej konkurencji. Stworzono stosowne poradniki i prowadzone są akcje „Świadomy klient”.

Na początku 2017 r. PGNiG Obrót Detaliczny, we współpracy z agencją Millward Brown, zrealizowało badanie satysfakcji klientów biznesowych, potwierdzające w stosunku do poprzedniej edycji badania z 2013 r. wzrosty wskaźników satysfakcji w każdym z badanych obszarów.

Wyraźny wzrost widoczny jest w jednym z najważniejszych współczynników - Net Promoter Score, który mierzy lojalność klienta. Z poziomu minus 23 punktów spółka PGNiG OD poprawiła go do plus 5 punktów. To jeden z najlepszych wyników w całej branży energetycznej w Polsce. Wzrósł także poziom satysfakcji ogólnej z 76 do 86 proc.

11.3.5. Pracownicy

Pracownicy są kluczowym fundamentem funkcjonowania organizacji, który stanowi o wartości GK PGNiG i skuteczności jej rozwoju. Kluczowym aspektem działalności GK PGNiG jest zapewnienie pracownikom stabilnego zatrudnienia, stwarzając jednocześnie dogodne możliwości rozwoju zawodowego w przyjaznym i bezpiecznym miejscu pracy.

Ambicją GK PGNiG jest zbudowanie efektywnej organizacji, bazującej na unikalnych kompetencjach i kwalifikacjach swoich pracowników. Jej integralną częścią jest spójna kultura organizacyjna oparta na zasadach etyki biznesowej oraz wartościach korporacyjnych. Strategia Zrównoważonego Rozwoju przyczynia się do budowania kultury zaangażowania pracowników w pracę i rozwój organizacji. Jednym z kluczowych działań w zakresie troski o pracowników są kwestie związane z zarządzaniem międzypokoleniowym, relacjami pracowniczymi, poprawą komunikacji wewnątrz GK PGNiG czy wzmocnieniem kompetencji kadry menedżerskiej.

GK PGNiG jest jednym z największych pracodawców w Polsce. Zatrudnia pracowników z ogromnym doświadczeniem i wysokimi kwalifikacjami. Jednocześnie często jest pierwszym miejscem pracy dla wielu młodych ludzi.

Zatrudnienie GK PGNiG i PGNiG według segmentów

	2017		2016*		2015	2014	2013
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Poszukiwanie i Wydobywanie	6 998	3 738	7 720	3 714	8 903	10 221	10 754
Obrót i Magazynowanie	2 961	304	3 520	308	3 462	3 929	4 070
Dystrybucja	11 114	-	10 846	-	10 678	12 173	13 050
Wytwarzanie	1 785	-	1 870	-	1 071	1 068	1 066
Pozostała działalność	1 836	662	1 315	647	1 305	1 605	1 990
RAZEM	24 694	4 704	25 271	4 669	25 419	28 996	30 930

* Dane za 2016 r. po zmianach w związku z reklasyfikacją działalności GK PGNiG w 2017 r. – nastąpiło przesunięcie części zatrudnienia z segmentu Obrót i Magazynowanie do segmentu Pozostała działalność.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2017 r. zatrudnienie w GK PGNiG wynosiło 24 694 osób i było niższe o 577 osób (2%) w relacji do stanu z dnia 31 grudnia 2016 r.

W segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie odnotowano istotny spadek zatrudnienia. W relacji do stanu z dnia 31 grudnia 2016 r. poziom zatrudnienia zmniejszył się o 722 pracowników (9%). Wynikało to przede wszystkim z:

- realizacji procesu likwidacji GEOFIZYKI Kraków na skutek czego zatrudnienie zmniejszyło się o 609 osób (z czego 143 osobom rozwiązano umowy o pracę, a pozostałym pracownikom nie przedłużono umów krótkoterminowych),
- w spółce EXALO kontynuowany był rozpoczęty w 2016 r. proces restrukturyzacji zatrudnienia, w efekcie czego zwolnionych zostało kolejnych 195 pracowników (8%).

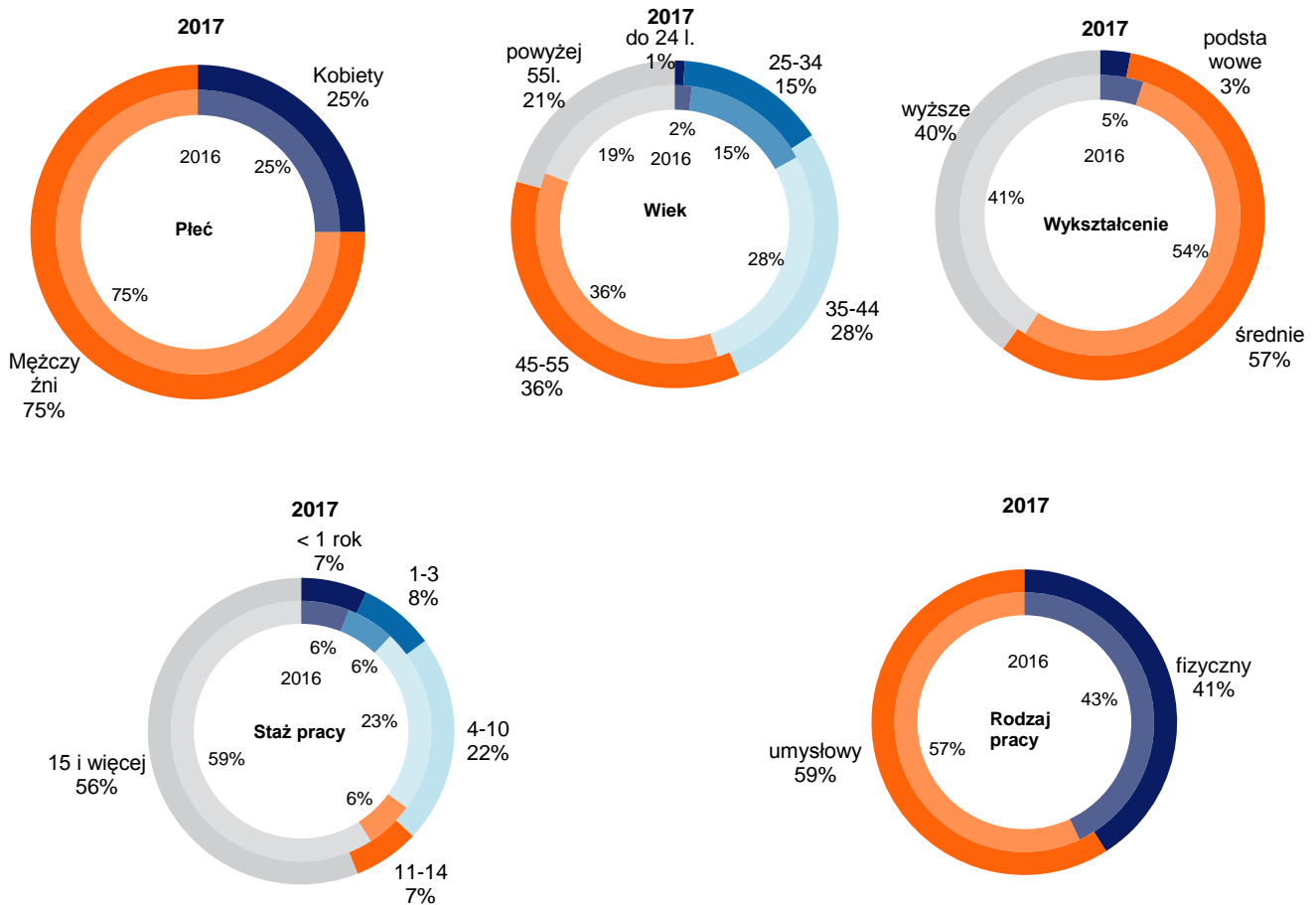
W relacji do stanu z dnia 31 grudnia 2016 r. zatrudnienie w segmencie Dystrybucja wzrosło o 268 osób (2%). Zwiększenie stanu zatrudnienia jest konsekwencją zdefiniowania w PSG nowych potrzeb biznesowych oraz procesów inwestycyjnych, a także wdrażania polityki zarządzania wiekiem, zapewniającej organizacji optymalny wiek kadry pracowniczej oraz odpowiednio wysoki poziom kwalifikacji.

W relacji do stanu z dnia 31 grudnia 2016 r. w segmencie Wytwarzanie nastąpił spadek zatrudnienia o 85 osób (5%), na co decydujący wpływ miały istotne zmiany strukturalne. We wrześniu 2017 r. PGNiG TERMIKA EP i PEC zostały połączone (pozostała nazwa PGNiG TERMIKA EP). Umożliwiło to obu przedsiębiorstwom optymalizację zatrudnienia oraz uwolnienie 93 etatów. W celu minimalizacji kosztów społecznych procesu restrukturyzacji spółka uruchomiła dwa programy kierowane dla swoich pracowników: Urlop Terminowy do Emerytury (UTE Bis) oraz Program Dobrowolnych Odejsć (PDO).

W segmencie Pozostała działalność w relacji do stanu z dnia 31 grudnia 2016 r. odnotowano spadek stanu zatrudnienia o 88 osób (5%), na co złożył się szereg zmian w poszczególnych spółkach segmentu. Do najistotniejszych zdarzeń wpływających na stan zatrudnienia segmentu Pozostała działalność należy zaliczyć:

- redukcję zatrudnienia w spółce PGNiG Technologie o 99 osób (16%) w rezultacie spadku koniunktury rynkowej i popytu na świadczone usługi,
- restrukturyzację zatrudnienia w spółce GEOVITA, w efekcie czego zwolniono 90 pracowników (28%). Zmniejszenie stanu zatrudnienia zrealizowane zostało przede wszystkim poprzez wygaszenie umów na czas określony,
- zwiększenie stanu zatrudnienia w PGNiG Serwis o 48 osób, głównie w rezultacie centralizacji usług wspólnych w ramach GK PGNiG,
- powołanie nowej jednostki Towarzystwa Ubezpieczeń Wzajemnych - Polski Gaz TUW, której działalność będzie związana z ubezpieczeniem majątku GK PGNiG. Stan zatrudnienia w nowej spółce na dzień 31 grudnia 2017 r. wynosił 29 osób.

Struktura zatrudnienia w GK PGNiG (zatrudnienie w osobach na koniec 2017 r.)



Fluktuacja - nowozatrudnieni/odejścia (podział ze względu na wiek i płeć, na koniec 2017 r.)

Wiek	Liczba zatrudnionych pracowników		Liczba zwolnionych pracowników		
	Kobiety	Mężczyźni	Kobiety	Mężczyźni	
do 24 lat	35	140	17	217	
25-34	291	491	150	355	
35-44	207	342	203	423	
45-55	116	337	154	528	
powyżej 55 lat	45	181	205	524	
RAZEM	694	1 491	729	2 047	

Fluktuacja pracowników w 2017 r. w GK PGNiG

Jednostki organizacyjne	Nowo zatrudnieni w 2017 r. w proc. do wszystkich pracowników	Odejścia z pracy w 2017 r. w proc. do wszystkich pracowników
PGNiG	4,02%	3,21%
GK PGNiG	6,91%	6,13%

Urlopy rodzicielskie

Pracownicy GK PGNiG korzystający z urlopów związanych z rodzicielstwem (macierzyński/tacierzyński i rodzicielski) w 2017 r.

Jednostki organizacyjne	Ogółem	Kobiety	Mężczyźni
PGNiG	147	143	4
GK PGNiG	823	595	228

Pracownicy GK PGNiG, którzy wrócili do pracy po urlopie związanym z rodzicielstwem w 2017 r.

Jednostki organizacyjne	Ogółem	Kobiety	Mężczyźni
PGNiG	103	101	2
GK PGNiG	624	403	221

Wskaźnik powrotów do pracy w GK PGNiG w 2017 r. kształtował się na poziomie 91,5%.

Wskaźnik powrotów do pracy w PGNiG w 2017 r. kształtował się na poziomie 89,6%.

Wskaźnik powrotu do pracy po urlopie związanym z macierzyństwem należy rozumieć jako iloraz:

- liczby pracowników, którzy utrzymali/kontynuowali pracę po powrocie z urlopu związanego z macierzyństwem w 2017 r.;
- liczby pracowników, którzy wrócili do pracy z urlopu związanego z macierzyństwem w 2017 r.

Za urlop związany z macierzyństwem uznaje się wszystkie rodzaje urlopow przysługujące z tytułu urodzenia/przyjęcia dziecka - np: urlop macierzyński, dodatkowy urlop macierzyński, urlop rodzicielski, urlop wychowawczy.

Polityka wynagradzania

Podstawową regulację wewnętrzną w PGNiG w zakresie polityki wynagradzania stanowi Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy (ZUZP) zawarty z zakładowymi organizacjami związków zawodowych w dniu 15 lipca 2009 r. Dodatkowo system wynagrodzeń regulowany jest przez wewnętrzne regulaminy jednostek organizacyjnych oraz umowy społeczne zawarte z organizacjami związkowymi.

Zgodnie z przyjętymi zasadami polityki płacowej stawki wynagrodzeń zasadniczych kształtowane są w oparciu o wartościowanie stanowisk pracy. Wysokość stawek zależy od poziomu kwalifikacyjnego, do którego zostało przypisane dane stanowisko, zgodnie z rodzajem wykonywanej pracy, wymaganymi kwalifikacjami oraz doświadczeniem zawodowym.

Regulacje płacowe zapewniają pracownikom dodatkowe składniki wynagrodzeń, w tym do najistotniejszych należy zaliczyć:

- nagrody i premie w ramach systemu motywacyjnego;
- nagrodę barbońkową – wypłacaną z reguły w wysokości jednomiesięcznego wynagrodzenia zasadniczego;
- nagrody jubileuszowe oraz odprawy emerytalne – których wysokość uwarunkowana jest stażem pracy w spółce;
- premię roczną – której wysokość uzależniona jest od osiągniętych przez Spółkę wyników finansowych, każdorazowo negocjowana ze strona społeczną.

Rozwój pracownika

Zarządzanie potencjałem pracowników – szkolenia i programy rozwojowe

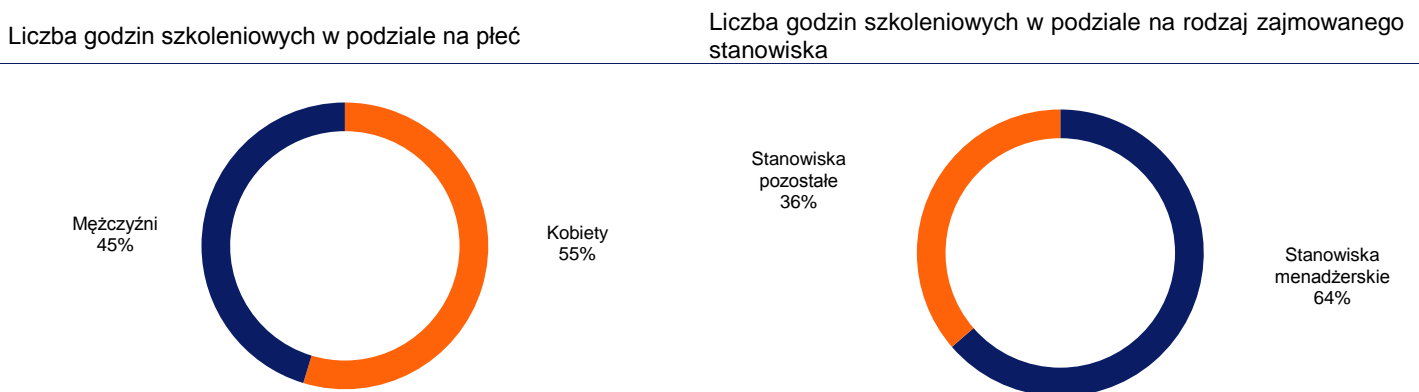
Ze względu na szerokie spektrum działalności spółek zależnych, podmioty GK PGNiG mają dużą swobodę w ustalaniu zakresu i rodzaju szkoleń pracowniczych. Kluczową rolę w procesie rozwoju kompetencji kadr odgrywa system zarządzania szkoleniami. Pracownicy mają możliwość podwyższania swoich kwalifikacji zawodowych przez udział w studiach podyplomowych, branżowych konferencjach, seminariach lub sympozjach, a także odbywając praktyki zawodowe.

W zależności od zakresu obowiązków na zajmowanym stanowisku oraz indywidualnych potrzeb, pracownicy mogą brać udział w szkoleniach dotyczących wszelkich aspektów szeroko rozumianego nowoczesnego funkcjonowania przedsiębiorstwa, np. dotyczących ryzyka, analizy otoczenia prawnego, zagadnień związanych z obsługą klienta.

W czerwcu 2016 r. uruchomiony został System Identyfikacji Talentów Organizacji (SITO) inicjujący Akademię Liderów Przyszłości (ALP). Celem Programu SITO jest wyłonienie pracowników o dużym potencjale (talentów), którzy następnie mogą być objęci programem rozwojowym Akademia Liderów Przyszłości (ALP), przygotowującym ich do pełnienia dalszych funkcji w organizacji, w tym funkcji menadżerskich.

Liczba godzin szkoleniowych przypadająca średnio na pracownika PGNiG w 2017 r. to 32 godziny.

Liczba godzin szkoleniowych przypadająca średnio na pracownika GK PGNiG w 2017 r. to 24 godziny.



Praktyki studenckie i programy stażowe

PGNiG uczestniczy w szeregu inicjatywach i konkursach stażowych, w ramach których wylania się kandydatów, którym spółka umożliwia odbycie stażu i praktyk zawodowych. Oferowane przez spółkę staże są atrakcyjnym sposobem na zdobycie doświadczenia zawodowego, nowych umiejętności, a także zapoznanie się ze specyfiką pracy w branży gazowo-naftowej. W 2017 r. PGNiG uczestniczyło w następujących programach stażowo-edukacyjnych:

GeoTalent

Autorski program edukacyjno-stażowy PGNiG, którego działania skierowane są do studentów Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, Wydziału Nauk Geograficznych i Geologicznych Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu oraz Wydziału Geologii Uniwersytetu Warszawskiego. Celem programu jest poszukiwanie i pozyskiwanie do pracy najlepszych studentów i absolwentów uczelni wyższych, zainteresowanych rozwojem zawodowym w branży gazowo-naftowej.

W czerwcu 2017 r. zakończyła się IV edycja Programu. W roku akademickim 2016/2017 zorganizowano Konferencję GeoTalent, podczas której studenci i absolwenci mieli okazję zaprezentować swoje prace dyplomowe m.in. przed kadrami menedżerską PGNiG oraz przedstawicielami kadry naukowej współpracujących uczelni. Zorganizowane zostało 15 warsztatów specjalistycznych i 3 z zakresu rozwoju kompetencji społecznych, GeoTurniej i Geologiczne Mistrzostwa Polski.

W Programie Praktyk Letnich 47 studentów i tegorocznych absolwentów miało okazję zdobywać doświadczenie w branży poszukiwawczo-wydobywczej. W działania zaangażowało się 25 ambasadorów i 21 mentorów.

PGNiG dzięki programowi GeoTalent może pozyskać wykwalifikowanych absolwentów z podstawową wiedzą praktyczną bardzo potrzebną na początku kariery młodych pracowników. Ponadto ułatwia firmie proces rekrutacyjny, umożliwiając lepsze poznanie potencjalnej przyszłej kadry.

Energia dla Przyszłości

„Energia dla przyszłości” to program stażowy realizowany przez Spółkę w kooperacji z dwiema innymi grupami kapitałowymi pod patronatem Ministerstwa Energii. Celem programu jest poszukiwanie najbardziej utalentowanych studentów i absolwentów kierunków studiów istotnych dla polskiej energetyki. Każdy z biorących w nim udział studentów będzie mógł zdobyć konkretne umiejętności i doświadczenie z zakresu interesujących go obszarów. W programie uczestniczy 21 stażystów.

Złoża Kariery

Celem programu Złoża Kariery jest umożliwienie studentom i absolwentom wszystkich kierunków studiów (z wyjątkiem kierunków branżowych tj. objętym programem GeoTalent) zdobycia doświadczenia zawodowego w dużej stabilnej spółce o wieloletniej tradycji, obecnej w indeksie giełdowym największych polskich firm (WIG 20). W ramach programu PGNiG oferuje możliwość odbycia praktyk oraz uczestnictwo w wydarzeniach o charakterze edukacyjnym, wspierających proces budowy ścieżki kariery.

W PGNiG istnieje również możliwość odbycia stażu poza wyżej wymienionymi programami. Łączna liczba uczestników praktyk i staży w 2017 r. wyniosła 116 osób.

Staż z TERMIKĄ

W 2016 r. w ramach programu stażowego „Staż z TERMIKĄ” wzięło udział jedenastu a w roku 2017 dziesięciu studentów. Studenci Ci w okresie lipiec- wrzesień odbywali staże w siedmiu (2016) i ośmiu (2017) jednostkach organizacyjnych. Program „Staż z TERMIKĄ” adresowany jest głównie do studentów i absolwentów uczelni wyższych o profilu technicznym, a jego głównym założeniem jest przekazanie uczestnikom wiedzy merytorycznej, skonfrontowanie zdobytej wcześniej wiedzy z jej praktycznym wykorzystaniem, zapoznanie z funkcjonowaniem dużej organizacji oraz doskonalenie umiejętności pracy zespołowej.

Liczba uczestników staży i praktyk w GK PGNiG w latach 2016-2017

Jednostki organizacyjne	2017		2016	
	Uczniowie	Studenci	Uczniowie	Studenci
GK PGNiG	225	258	208	312
PGNiG	7	109	10	117

Ocena pracy

W oparciu o wdrożony System Oceny Pracy pracownicy PGNiG podlegają ocenie dwa razy w roku. Elementem oceny, na który położony został szczególny nacisk, są indywidualne cele wyznaczane pracownikom, powiązane z celami strategicznymi spółki.

Odsetek osób objętych procesem oceny pracy:

- w PGNiG wyniósł w 2017 r. 100,0%.
- w całej GK PGNiG wyniósł w 2017 r. 79%.

Rekrutacje

PGNiG realizuje politykę rekrutacyjną ukierunkowaną na pozyskanie wysokiej klasy specjalistów, których wiedza oraz kompetencje w połączeniu z doświadczeniem i profesjonalizmem obecnych pracowników zapewnią ciągłość oraz najwyższy poziom realizowanych procesów biznesowych. W naborze nowych pracowników obowiązuje zasada pierwszeństwa rekrutacji wewnętrznej.

Oznacza to, że w procesach rekrutacyjnych w pierwszej kolejności brani są pod uwagę pracownicy GK PGNiG, co pozwala w pełni wykorzystać potencjał własnych pracowników.

Współpraca ze związkami zawodowymi

W PGNiG funkcjonuje wiele organizacji związkowych. Stała współpraca ze strona społeczną jest niezmiernie istotna, stąd PGNiG w sposób szczególny dba o prowadzenie dialogu społecznego opartego na niezależności stron, działaniu zgodnym z prawem, a także zaufaniu, szukaniu kompromisu i przestrzeganiu przyjętych reguł.

Najważniejsze wydarzenia w 2017 r. w zakresie współpracy ze związkami zawodowymi:

- W marcu 2017 r. zawarte zostało porozumienie w sprawie uzgodnienia wskaźnika wzrostu wynagrodzeń, zasad jego podziału oraz wysokości bonów towarowych w PGNiG w 2017 r. Wskaźnik wzrostu wynagrodzeń, ustalony na poziomie 4%, objął wszystkich pracowników zatrudnionych na dzień 1 marca 2017 r., z wyłączeniem wyższej kadry menedżerskiej. Wzrost wynagrodzeń został przyznany od dnia 1 stycznia 2017 r.
- W kwietniu 2017 r. zawarte zostało porozumienie w sprawie ustalenia wskaźnika premii rocznej za 2016 r. i 2017 r. w wysokości 8% bazy premii rocznej na pracownika w każdym roku, przy czym 1000 zł zostało wypłacone uprawnionym pracownikom jako kwota stała, natomiast reszta stanowiła procent od bazy premii rocznej.

W 2017 r. w PGNiG nie było zwolnień grupowych oraz nie odnotowano sporów zbiorowych.

11.3.6. Bezpieczeństwo i higiena pracy

Spółki GK PGNiG zarządzają obszarami: jakości, ochrony środowiska oraz bezpieczeństwa i higieny pracy w oparciu o jedną i jednorodną Politykę QHSE (Zarządzanie Jakością, Bezpieczeństwo Pracy, Ochrona Zdrowia i Środowiska), zdefiniowaną i przyjętą przez Zarząd Spółki. Polityka określa cele i kierunki działań spółek GK PGNiG w powyższym zakresie i stanowi zobowiązanie spółek GK do spełniania wymagań jakościowych dla wyrobów i usług, budowania pozytywnych relacji z klientem, działalności zgodnej z wymaganiami prawnymi, ciągłego doskonalenia skuteczności Systemu Zarządzania jakością, ochroną środowiska i bezpieczeństwem pracy. To również zobowiązanie do działań proaktywnych zapobiegających urazom i schorzeniom zawodowym pracowników oraz zanieczyszczeniom i szkodom w środowisku.

GK PGNiG realizuje zadania w sposób systemowy, zgodny z najlepszymi standardami, określonymi w międzynarodowych normach ISO 9001:2015, 14001:2015 i OHSAS 18001:2007, przy uwzględnieniu dobrych praktyk branżowych. Realizowane zadania wynikają z zobowiązań zadeklarowanych przez Zarząd Spółki w Polityce QHSE oraz potrzeby wdrożenia i utrzymania funkcjonującego w Spółce Systemu Zarządzania Jakością, Ochroną Środowiska oraz Bezpieczeństwem i Higieną Pracy.

Dodatkowo zasoby, odpowiedzialność i uprawnienia kadry kierowniczej jak i pracowników, ściśle określone i udokumentowane w Systemach przekładają się na możliwości wykazania i doskonalenia efektów prowadzonych działań w Spółkach GK PGNiG, ich wyrobów i usług, zgodnych z wymaganiami standardów międzynarodowych.

Najważniejsze zadania zrealizowane w 2017 r. w obszarze BHP:

- wybór narzędzia informatycznego do Identyfikacji Wymagań Prawa m.in. z zakresu BHP dotyczących działalności GK PGNiG, które zapewni dostęp do aktualizowanych na bieżąco wymagań prawnych, a przez to przyczyni się do ułatwienia pracy oraz pogłębi posiadaną wiedzę o aktualnie obowiązujących wymaganiach ustawodawczych,
- realizacja zadań służby BHP w Centrali Spółki, Oddziale Geologii i Eksploatacji, Oddziale Obrotu Hurtowego, CLPB oraz Oddziale Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego,
- udział w ocenie założeń i dokumentacji nowych inwestycji, opracowywaniu planów modernizacji oraz w przekazywaniu do użytkownika nowo budowanych lub przebudowywanych obiektów budowlanych w zakresie uwzględnienia wymagań bezpieczeństwa i higieny pracy w Centrali Spółki, Oddziale Geologii i Eksploatacji, Oddziale Obrotu Hurtowego, CLPB oraz Oddziale Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego,
- nadzorowanie przestrzegania przepisów i zasad w dziedzinie bezpieczeństwa i higieny pracy w Centrali i Oddziałach Spółki,
- analizowanie stanu bezpieczeństwa i higieny pracy oraz monitorowanie podstawowych działań mających na celu zapobieganie zagrożeniom życia i zdrowia oraz poprawę warunków pracy w GK PGNiG,
- prowadzenie wspólnych działań profilaktycznych, w ramach Polityki GK PGNiG, poprawiających bezpieczeństwo w środowisku pracy w GK PGNiG,
- współpraca ze służbami i inspekcjami nadzorującymi przestrzeganie przepisów w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej,
- wdrożenie, utrzymanie i doskonalenie ujednoliconego, zintegrowanego Systemu Zarządzania QHSE w Centrali Spółki PGNiG oraz nadzór nad systemem w Oddziałach PGNiG w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy.

Prowadzenie sprawozdawczości wypadkowej, pozwala na weryfikację przyczyn urazów i schorzeń powstałych przy wykonaniu pracy, jak również na podejmowanie działań mających na celu zapobieganie powstawaniu wypadków przy pracy. Przyczynia się to do podejmowania działań prowadzących do zwiększenia świadomości pracowników i kultury bezpieczeństwa pracy.

Wszyscy pracownicy mają dostęp do szkoleń BHP, szerokiego zakresu opieki medycznej, jak również każdy pracownik został poinformowany o poziomie ryzyka zawodowego na stanowisku pracy. Szkolenia są prowadzone regularnie, a ich częstotliwość zależy od stanowiska i występujących na nim zagrożeń. Podnoszeniu poziomu bezpieczeństwa służą także coroczne narady

organizowane przez Centralę Spółki, poświęcone stanowi bezpieczeństwa i wymianie doświadczeń, w których biorą udział przedstawiciele organów zewnętrznych np. Państwowej Inspekcji Pracy.

PGNiG buduje wśród pracowników kulturę bezpiecznej pracy, która przekłada się na ich bezpieczne zachowania, postawy oraz działania. Podejmowany jest szereg działań ukierunkowanych na stałą poprawę poziomu bezpieczeństwa wszystkich osób przebywających na terenie zakładu, także dbając o bezpieczeństwo osób z zewnątrz.

Mierniki działań z zakresu bezpieczeństwa prowadzonych prac

Monitorowanie działań z zakresu bezpieczeństwa jest procesem ciągłym i realizowanym dwutorowo poprzez:

- monitorowanie proaktywne – polega na kontroli skutecznego wdrożenia procedur postępowania i środków eliminujących bądź minimalizujących ryzyko, ustalonych na etapie planowania. Jego celem jest ocena skuteczności działań prewencyjnych.
- monitorowanie reaktywne – dostarcza informacji o zdarzeniach skutkujących stratą (wypadkach, awariach oraz chorobach zawodowych), pozwala na wyciąganie odpowiednich wniosków i doskonalenie zarządzania tym obszarem. Jest działaniem prewencyjnym po fakcie, pozwalającym wyeliminować zdarzenia skutkujące stratą o podobnym charakterze w przyszłości.

Wszystkie zdarzenia awaryjne, skutkujące stratą oraz zdarzenia lub warunki potencjalnie mogące skutkować stratą, związane z prowadzoną działalnością podlegają raportowaniu. Dotyczy to zarówno działań realizowanych przez oddziały PGNiG i spółki GK PGNiG, jak również przez wykonawców czy dostawców realizujących prace na rzecz Grupy Kapitałowej.

Mierniki działań z zakresu bezpieczeństwa prowadzonych prac:

Miernik	PGNiG	GK PGNiG
Liczba zdarzeń potencjalnie wypadkowych	25	350
Liczba zgłoszeń pracowników mających na celu poprawę stanu bezpieczeństwa lub promowanie pozytywnych zachowań (np. Program Poprawy Świadomości i Zachowań, System STOP [®] lub inny)	151	142 632
Liczba przeprowadzonych próbnych alarmów w tym ćwiczeń ewakuacyjnych,	59	856
Liczba innych zdarzeń z zakresu bezpieczeństwa: naturalnych bądź będących wynikiem procesów pracy, awarii technicznych mogących skutkować dużym zagrożeniem dla bezpieczeństwa pracowników lub bezpieczeństwa publicznego	49	137
Liczba kontroli w zakresie bezpieczeństwa prowadzenia prac u Wykonawców realizujących pracę na rzecz Spółki	61	6 002

Liczba wypadków przy pracy w GK PGNiG

Odnosnie liczby wypadków przy pracy w całej GK PGNiG to w odniesieniu do 2016 roku spadła o 2,5%. Natomiast liczba poszkodowanych w wypadkach przy pracy spadła o 1,9 %. Poniższe tabele przedstawia szczegóły dot. wypadków w GK PGNiG oraz innych zagadnień BHP.

Łączna liczba wypadków w GK PGNiG w 2017 r.

Jednostka organizacyjna	Ogólna ilość wypadków	Ilość osób poszkodowanych w wypadkach	w tym poszkodowani:		Ilość wypadków zbiorowych z ogólnej ilości wypadków			Rodzaj obrażeń			Liczba dni niezdolności do pracy	Wskaźniki	
			w wypadkach przy pracy	w wypadkach traktowanych na równi z wypadkami przy pracy	ilość wypadków	ilość osób	śmierć	ciężkie uszkodzenia ciała	lekkie uszkodzenia ciała	częstotliwości na 1000 zatrudnionych		ciężkości dni choroby na jeden wypadek	
Centrala Spółki PGNiG	3	3	3	-	-	-	-	-	3	9	4,9	3,0	
Oddział Geologii i Eksploatacji	1	1	-	1	-	-	-	-	1	14	1,9	14,0	
Oddział w Sanoku	4	4	4	-	-	-	-	-	4	241	2,7	60,3	
Oddział w Zielonej Górze	7	7	7	-	-	-	-	-	7	345	3,9	49,3	
Oddział w Odolanowie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Oddział CLPB	1	1	1	-	-	-	-	-	1	7	23,3	7,0	
Oddział RSGO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Oddział Obrotu Hurtowego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RAZEM PGNiG	16	16	15	1	-	-	-	-	16	616	3,4	39	
GEOFIZYKA Toruń	7	7	7	-	-	-	-	-	7	585	7	84	
EXALO Drilling	27	27	27	-	-	-	-	-	27	2 136	14	79	
PGNiG Technologie	9	9	9	-	-	-	-	-	9	449	16	50	
PSG	124	130	128	2	6	12	1	2	127	6 647	11	54	
PGNiG Serwis	1	1	-	1	-	-	-	-	1	22	5	22	
GEOVITA	6	6	6	-	-	-	-	-	6	404	26	67	
PGNiG TERMIKA	5	5	4	1	-	-	-	-	5	454	5	91	
PGNiG OD	9	9	8	1	-	-	-	-	9	305	3,6	33,9	
GSP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RAZEM GK PGNiG	204	210	204	6	6	12	1	2	207	11 618	9,0	57	

Wskaźniki F, Wc, LDR, IR dla GK PGNiG w 2017 r.

Jednostka organizacyjna	Wskaźniki częstotliwości wypadków (F)			Wskaźnik ciężkości wypadków (Wc)			Wskaźnik straconych dni LDR			Wskaźnik obrażeń ciała IR		
	K	M	ogółem	K	M	ogółem	K	M	ogółem	K	M	ogółem
PGNiG	3	4	3	7,0	45,8	38,5	3	20	16	0	0	0
GEOFIZYKA Toruń	-	7,9	7,0	-	83,6	83,6	-	81,6	73,0	-	1,0	0,9
EXALO Drilling	-	16,4	14,5	-	79,1	79,1	-	146,7	131,8	-	1,9	1,7
PGNiG Technologie	13,9	15,8	16,4	-	56,1	49,9	-	107,3	95,0	1,9	1,9	1,9
Polska Spółka Gazownictwa	3,1	15,0	11,8	45,8	51,6	51,1	22,7	82,8	70,0	0,5	1,6	1,4
PGNiG Serwis	-	8,3	4,3	-	22,0	22,0	-	23,0	11,7	-	1,0	0,5
GEOVITA	32,6	0,0	25,9	67,3	-	67,3	200,7	-	143,6	3,0	-	2,1
PGNiG TERMIKA	-	5,7	4,7	-	90,8	90,8	-	63,8	53,2	-	0,7	0,6
PGNiG Obrót Detaliczny	3,2	4,4	3,6	40,8	25,3	33,9	16,1	13,7	15,2	0,4	0,5	0,4
Gas Storage Poland	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GK PGNiG	1,1	11,2	9,0	43,5	56,9	55,3	22,6	71,2	59,3	0,5	1,2	1,1

K – kobiety
M – mężczyźni

Zestawienie stwierdzonych chorób zawodowych dla GK PGNiG w 2017 r.

Jednostki organizacyjne	Ogółem ilość chorób	Wydane orzeczenia PIS o chorobach			
		Zawodowe uszkodzenia słuchu	Zespół wibracyjny	Pylica	Inne
PGNiG	1	-	-	-	-
GEOFIZYKA Toruń	-	-	-	-	-
EXALO Drilling	-	-	-	-	-
PGNiG Technologie	-	-	-	-	-
Polska Spółka Gazownictwa	2	-	-	1	1
PGNiG Serwis	-	-	-	-	-
GEOVITA	-	-	-	-	-
PGNiG TERMIKA	-	-	-	-	-
PGNiG Obrót Detaliczny	-	-	-	-	-
Gas Storage Poland	-	-	-	-	-
RAZEM GK PGNiG	3	-	-	1	1

Działalność organizacyjna w zakresie BHP (m.in. liczba przeszkolonych pracowników w zakresie BHP) w 2017 r.

Jednostki organizacyjne	Szkolenia BHP					Liczba narad BHP ze służbą techniczną-eksploatacyjną
	Wstępne nowoprzyjętych pracowników	Okresowe	Szkolenia z udzielania pierwszej pomocy	Inne	Razem	
PGNiG	226	1 716	531	264	2 737	72
GEOFIZYKA Toruń	217	508	725	301	1 751	na bieżąco
EXALO Drilling	87	1 159	108	58	1 412	12
PGNiG Technologie	21	218	-	-	239	7
Polska Spółka Gazownictwa	-	6 948	227	44	7 219	173
PGNiG Serwis	77	89	7	-	173	-
GEOVITA	107	36	11	7	59	1
PGNiG TERMIKA	88	635	15	-	738	34
PGNiG Obrót Detaliczny	308	516	-	-	824	-
Gas Storage Poland	13	35	-	-	-	-
RAZEM GK PGNiG	1 144	11 860	1 624	674	15 152	299

11.3.7. Innowacje dla rozwoju

GK PGNiG wychodząc na przeciw obecnym wyzwaniom, poszukuje nowych technologicznych rozwiązań oraz wspiera pracę i rozwój innowatorów. Inwestycje w innowacje i nowoczesne rozwiązania zwiększają efektywność działań, przyczyniają się do wzrostu potencjału biznesowego GK PGNiG oraz pomagają zminimalizować negatywny wpływ działalności Grupy na otoczenie. Impulsem wzrostu organizacji mogą stać się innowacje oparte na solidnym fundamencie, tworzonym na bazie wiedzy, edukacji oraz działalności badawczo-rozwojowej. Wśród priorytetów GK PGNiG jest rozwój współpracy ze światem nauki, a także wsparcie i inicjowanie rozwoju start-upów oraz małych i średnich przedsiębiorstw.

W 2017 r. kontynuowano intensyfikację działań w obszarze Badań i Rozwoju oraz Innowacji (B+R+I) w stosunku do lat poprzednich. GK PGNiG zakłada, że w perspektywie od dwóch do trzech lat innowacje będą jednym z istotnych elementów budowania przewagi konkurencyjnej GK PGNiG na liberalizującym się rynku.

Projekty innowacyjne, w które były zaangażowane podmioty z GK PGNiG jako inicjator, wykonawca lub beneficjent.

Lp.	Nazwa projektu	Podmiot wykonawczy	Krótki opis projektu	Grupa docelowa
1.	Inkubator InnVento	PGNiG	Inicjatywa skierowana do młodych przedsiębiorców i naukowców. Dedykowana innowacyjnym rozwiązaniom z sektora energetycznego. InnVento to przestrzeń biurowa wyposażona w najnowocześniejszy sprzęt oraz dostęp do sieci mentorów i ekspertów GK PGNiG. Więcej informacji: innvento.pl/	startupy na wczesnym poziomie rozwoju
2.	PGNiG Polskie Innowacje	PGNiG	Projekt skierowany do studentów polskich uczelni, mający na celu promocję spółki jako przedsiębiorstwa innowacyjnego, wspierającego nowe rozwiązania dla branży. Podczas cyklicznych spotkań, studenci poznali działalność spółki i mogli rozmawiać z ekspertami PGNiG.	studenci
3.	System Zarządzania Energią Pilotaż	Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA - lider konsorcjum, Consus Carbon Engineering Sp. z o.o., CONSTRUCTORS Spółka Cywilna, Jarosław Klubowicz, Andrzej Górski	Celem projektu jest wprowadzenie Systemu Zarządzania Energią w wybranych obiektach PGNiG. Przyczyni się do wskazania nowych kierunków wdrażania rozwiązań w zakresie efektywności energetycznej oraz systemów jej wspierających. Efektem będzie również zwiększenie efektywności wymiany doświadczeń i zastosowanych dobrych praktyk w ramach PGNiG, co przełoży się na ustandaryzowane podejście do planowania i realizacji inwestycji w zakresie efektywności energetycznej oraz optymalizację kosztów czy przedsięwzięć.	PGNiG - Centrala Spółki, Oddział w Sanoku, Oddział w Zielonej Górze
4.	Platforma crowdsourcingowa	Elastic Cloud Solutions	Platforma umożliwiła dzielenie się pomysłami na rozwój spółki oraz rozwiązywanie zaistniałych problemów. Działa w oparciu o zasady Crowdsourcingu.	Pracownicy PGNiG
5.	SORGE	nieokreślony na obecnym etapie projektu	Celem projektu jest m.in.: poprawa marży na sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach rozproszonych, dzięki łączeniu strumieni energii elektrycznej z wielu źródeł rozproszonych w jeden produkt, wykorzystywanie na potrzeby własne GK PGNiG wyłącznie energii elektrycznej wytwarzanej we własnych źródłach rozproszonych, możliwość oferowania usługi ograniczenia zapotrzebowania na energię elektryczną.	PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona Sp. z o.o., PGNiG Oddział w Zielonej Górze
6.	Audyty energetyczne przedsiębiorstwa	Echo Energy and Safety Sp. z o.o., Zakłady Pomiarowo - Badawcze Energetyki "Energopomiar" Sp. z o.o., Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA	Wykonanie audytu energetycznego przedsiębiorstwa wraz z raportem z audytu. Efektem prowadzonych audytów będzie analiza (rekomendacje) stanowiące podstawę do globalnej oceny zużycia energii w obiektach PGNiG. Będzie to podstawą do planowania działań inwestycyjnych, mających na celu racjonalną optymalizację gospodarowania energią w PGNiG.	PGNiG, Centrala, Oddział Odolanów, Oddział w Sanoku, Oddział w Zielonej Górze, Oddział Geologii i Eksploatacji
7.	GEO METAN	PGNiG – Oddział Geologii i Eksploatacji	Wykonanie demonstracyjnych instalacji ujęcia metanu z odwierconych z powierzchni otworów kierunkowych w złożach węgla oraz przeprowadzenie długotrwałych testów produkcyjnych. Do osiągnięcia celu ma doprowadzić sporządzenie kompleksowej analizy ekonomicznej przedekspluatacyjnego wydobycia metanu z pokładów węgla w Polsce, doświadczalne określenie kryteriów brzegowych ujęcia metanu z planowanych do eksploatacji pokładów węgla w warunkach geologiczno-górnictwowych Górnosląskiego Zagłębia Węglowego (dalej GZW) i dostosowanie do warunków geologiczno-górnictwowych GZW technologii wierceń horyzontalnych oraz metod intensyfikacji produktywności metanu.	Ministerstwo Energii, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Jastrzębska Spółka Węglowa SA, Polska Grupa Górnictwa Sp. z o.o., Tauron Polska Energia SA, Tauron Wydobycie SA, Wyższy Urząd Górniczy
8.	Program Akceleracji MIT Enterprise Forum Poland	PGNiG Centrala Spółki	Realizacja ścieżek akceleracji, tj. Energia, Zdrowie, Sektor surowcowy oraz Fin-tech. Program akceleratora opiera się na sprawdzonym wzorcu akceleracji, który został wzbogacony o indywidualne podejście twórców polskiej wersji programu. Program uzyskał dofinansowanie od PARP w ramach programu ScaleUP, będącego częścią programu Start in Poland.	Startupy technologiczne
9.	Młodzi Innowacyjni dla PGNiG	PGNiG	III edycja konkursu przeznaczonego dla młodych naukowców na projekt badawczo-rozwojowy dla GK PGNiG. Zainicjowany w 2015 r. program cechuje się wysokim poziomem innowacyjności. Jego celem jest wyszukanie innowacyjnych projektów o charakterze badawczo-rozwojowym, z obszaru działalności Grupy Kapitałowej PGNiG, w szczególności z obszarów poszukiwania i wydobycia węglowodorów, dystrybucji paliw gazowych, elektroenergetyki, nowych zastosowań gazu ziemnego, ochrony środowiska, obsługi odbiorców i użytkowników gazu, w tym kwestii bezpieczeństwa, oraz w zakresie popularyzacji marki PGNiG.	GK PGNiG, młodzi naukowcy, studenci i doktoranci
10.	Roczna ocena oddziaływania PGNiG TERMIKA na jakość powietrza aglomeracji warszawskiej	PGNiG TERMIKA	Celem projektu jest pokazanie oddziaływania PGNiG TERMIKA na jakość powietrza w Warszawie.	PGNiG TERMIKA
11.	Bank Inicjatyw	PGNiG TERMIKA	Głównym celem funkcjonowania Banku jest poszukiwanie i realizacja innowacyjnych pomysłów pracowniczych. W 2017 roku zgłoszono 132 pomysły innowacyjne. Zespół ds. Innowacji zarekomendował 63 projekty do wdrożenia.	PGNiG TERMIKA
12.	Wdrożenie Platformy GSPnet	GSP	Projekt GSPnet to platforma intranetowa tworząca bazę wiedzy wewnątrz spółki, realizowana w technologii webowej (SharePoint), która pozwoli na szeroką integrację, w formie modułów, z istniejącymi i wdrożonymi w przyszłości systemami w GSP.	GSP
13.	KAWERNA 3D	GSP	Projekt ma na celu wytworzenie produktu z zastosowaniem komercyjnym pozwalającym na świadczenie kompleksowej usługi w zakresie zaprojektowania i wykonania kawerny/pola kawernowego w optymalnym sposób gwarantujący uzyskanie największej możliwej objętości geometrycznej - pojemności roboczej dla danych warunków złożowych. Modelowanie 3D pozwoli na prowadzenie optymalnej gospodarki złożami soli kamiennej. Kluczowym celem projektu jest opracowanie i wdrożenie rozwiązania wspierającego budowę kultury korporacyjnej i klimatu sprzyjającego rozwojowi innowacyjności wśród pracowników PSG.	Wykonawcy kopalń soli, podziemnych magazynów węglowodorów w kawernach solnych
14.	Pomysł na Innowacje	PSG	Kluczowym celem projektu jest opracowanie i wdrożenie rozwiązania wspierającego budowę kultury korporacyjnej i klimatu sprzyjającego rozwojowi innowacyjności wśród pracowników PSG.	Pracownicy PSG
15.	Barents Sea Exploration Collaboration (BaSEC)	PGNiG Upstream Norway	Wspólny projekt branżowy w celu zwiększenia wiedzy na temat rozwoju wydobycia na Morzu Barentsa.	Podmioty z branży naftowo-gazowej ubiegające się o licencje na Morzu Barentsa

11.3.8. System wartości jako podstawa działania

Celem programu etycznego jest zapewnienie dbałości o przestrzeganie zasad etyki oraz wzmacnianie kultury korporacyjnej w PGNiG poprzez wskazywanie zachowań, które są pożądane w Spółce, jak również tych, które nie będą akceptowane. Zasady etyki określone są w Kodeksie etyki PGNiG i w Zasadach dobrych praktyk menadżera GK PGNiG.

Na Kodeks etyki PGNiG składa się „Deklaracja wartości” oraz „Kodeks standardów etycznych”. „Deklaracja wartości” to ogólne przedstawienie zasad moralnych, ideałów etycznych, które powinny wzmacniać proces kształtowania etycznego środowiska i wzajemnego zaufania w spółce PGNiG. „Kodeks standardów etycznych” przedstawia konkretne zasady postępowania pracowników PGNiG, wynikające z deklarowanych wartości i zgodne z najlepszą praktyką światową w branży.

Zgodnie z założeniami programu etycznego każdy pracownik PGNiG zobowiązany jest w pełni respektować przedstawione wartości i standardy etyczne w trakcie wykonywania swoich obowiązków służbowych. Kodeks etyki PGNiG pozostawia poszczególnym spółkom należącym do GK PGNiG swobodę dalszego doskonalenia najlepszych praktyk i standardów etycznych w zgodzie ze specyfiką poszczególnych sektorów rynku, warunkami funkcjonowania w różnych krajach, a także z ich dotychczasowym doświadczeniem.

Pełnomocnik ds. etyki dba o promocję postaw etycznych w PGNiG, a także monitoruje przestrzeganie Kodeksu etyki poprzez przyjmowanie i ocenę zasadności zgłoszeń o naruszeniu zasad etyki oraz współpracę z Komitetem ds. etyki i rzecznikami (pełnomocnikami) ds. etyki z GK PGNiG. W GK PGNiG powołanych jest 10 osób do pełnienia tej funkcji.

Etycy GK PGNiG nadzorowali szkolenie etyczne ponad 3 tys. pracowników Grupy ze szczególnym zwróceniem uwagi na problematykę mobbingową i świadomość etyczną w miejscu pracy oraz podkreślano zaangażowanie menadżerów w przekazywaniu wiedzy etycznej swoim podwładnym.

W PGNiG nie odnotowano oficjalnych zgłoszeń nadużyć etyki. Podobnie było w większości spółek Grupy posiadających swoich etyków. W PSG, posiadającej najwięcej pracowników w GK PGNiG, zarejestrowano przez cały rok 60 zgłoszeń. Sprawy zgodnie z obowiązującym w spółce Zasadami stosowania etyki i Kodeksem etyki były rozpatrywane przez dwóch etatów etyków bezpośrednio lub przez powoływane Komisje ds. etyki w zależności od tematu i zakresu zgłoszonych kwestii.

Kwestie praw człowieka a etyka

Do praw człowieka odnoszą się zapisy Kodeksów etyki oraz obowiązujących w Grupie procedur przeciwdziałania dyskryminacji w zatrudnieniu czy mobbingowi, które bazują między innymi na zasadach Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej:

- równości wobec prawa oraz zakaz dyskryminacji (art. 32 Konstytucji RP);
- równość wobec prawa ze względu na płeć (art. 33);
- wolność wyznania i poglądów (art. 53-54);
- prawo do prywatności (art. 47);
- prawo do ochrony danych osobowych (art. 51).

11.4. Opis polityk

11.4.1. Polityka zgodności

GK PGNiG świadoma jest znaczenia zapewnienia zgodności działań z obowiązującymi przepisami prawa, a także innymi regulacjami, w tym w szczególności branżowymi i korporacyjnymi oraz przyjętymi wewnątrz standardów postępowania i norm etycznych. Podejmowanie działań mających na celu zapewnienie zgodności działalności całej organizacji z przyjętymi normami zmniejsza ryzyko związane z prowadzeniem działalności gospodarczej i jest wyrazem odpowiedzialności Grupy w stosunku do akcjonariuszy, partnerów biznesowych, pracowników oraz pozostałych interesariuszy. Postawa organizacji w zakresie zarządzania ryzykiem braku zgodności ukierunkowana jest jednocześnie na budowanie relacji wewnątrz organizacji jak również z jej otoczeniem w sposób, który wyraża przywiązanie do poszanowania szeroko rozumianych praw człowieka.

System Zarządzania Ryzykiem Braku Zgodności określony w Programie Zgodności w PGNiG został wdrożony w 2015 r.

Jego wdrożenie ograniczyło ryzyko działalności, wzmocniło konkurencyjność i pozycję Spółki na rynku poprzez stosowanie zasad przejrzystej współpracy, jak również ułatwienie kontaktów z innymi podmiotami. Zapewnienie zgodności działań całej organizacji ze standardami prawnymi, zarówno krajowymi jak i międzynarodowymi jest nieodzownym elementem nowoczesnego biznesu.

Przyjęte w PGNiG podejście do zarządzania ryzykiem braku zgodności zakłada funkcjonowanie rozwiązań organizacyjnych i procesowych, które ukierunkowane są zarówno na bieżące identyfikowanie przepisów prawa i innych regulacji, dokonywanie oceny poziomu ryzyka braku zgodności, definiowanie i stosowanie rozwiązań służących zapewnianiu zgodności z ww. wymogami, podejmowanie działań, których celem jest identyfikowanie przypadków niezgodności, jak również skierowane na okresowe raportowanie wewnątrz organizacji.

Spółka definiuje ryzyko braku zgodności jako potencjalne sankcje prawne, powstanie strat finansowych bądź utraty reputacji lub wiarygodności wskutek niezastosowania się PGNiG, pracowników PGNiG lub podmiotów działających w jej imieniu do przepisów prawa, regulacji wewnętrznych oraz przyjętych przez PGNiG standardów postępowania, w tym norm etycznych.

Z Programu Zgodności wynikają obowiązki cykliczne, przede wszystkim okresowe raportowanie standardów zgodności, ryzyk braku zgodności (oraz ich oceny pod względem istotności/skutku i prawdopodobieństwa wystąpienia), a także reakcji na ryzyko (sposobu zarządzania danym ryzykiem i kosztu reakcji na ryzyko), oraz obowiązki stałe, polegające w szczególności na monitorowaniu zmian standardów zgodności i raportowaniu istotnych ryzyk.

Każdy pracownik, współpracownik, a także interesariusz zewnętrzny ma możliwość dokonania zgłoszenia podejrzenia nieprawidłowości/nadużycia w ramach ustanowionej w Programie zgodności tzw. linii zgodności.

11.4.2. Polityka antykorupcyjna

Jedną z nadrzędnych zasad polityki całej GK PGNiG jest działanie w sposób uczciwy i etyczny. PGNiG i spółki z GK PGNiG mają reputację podmiotów uczciwych zarówno w zakresie swoich praktyk zarządczych, jak i w stosunkach z kontrahentami i klientami, dlatego istotnym jest, aby tę reputację utrzymać.

Spółki z GK PGNiG wymagają od swoich pracowników przestrzegania zasad etyki, uczciwości i prawości we wszystkich podejmowanych działaniach, w tym w transakcjach gospodarczych oraz w ramach stosunków z każdą osobą lub organizacją.

Polityka antykorupcyjna GK PGNiG przewiduje bezwzględny obowiązek przestrzegania w prowadzonej działalności obowiązujących przepisów antykorupcyjnych, z uwzględnieniem regulacji ponadnarodowych oraz regulacji antykorupcyjnych wprowadzonych we wszystkich krajach, w których GK PGNiG prowadzi działalność, z uwzględnieniem (tam gdzie ma to zastosowanie) Amerykańskiej Ustawy o Zagranicznych Praktykach Korupcyjnych (FCPA).

Każdy Pracownik, niezależnie od zajmowanego stanowiska, ma obowiązek działania zgodnie z prawem lokalnym, krajowym i międzynarodowym, z uwzględnieniem regulacji antykorupcyjnych, zawartych również w obowiązującym w GK PGNiG Kodeksie Etyki.

Celem niniejszej Polityki antykorupcyjnej i prezentowej GK PGNiG jest w szczególności określenie obowiązków PGNiG oraz pozostałych spółek GK PGNiG, a także ich pracowników i współpracowników w zakresie przestrzegania zasad zapobiegania zjawiskom korupcyjnym oraz przedstawienie informacji i wytycznych dla pracowników i współpracowników w zakresie identyfikacji przejawów korupcji oraz postępowania w takich wypadkach.

11.4.3. Polityka QHSE (Quality Health Safety Environment) i funkcjonowanie Systemu zarządzania jakością, środowiskowego, bezpieczeństwem i higieną pracy w GK PGNiG

Polityka QHSE w GK PGNiG, która określa cele i kierunki działania oraz stanowi zapewnienie dotrzymania najwyższych standardów jakości, bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony środowiska w odniesieniu do spełnienia wymagań i oczekiwań interesariuszy, została przyjęta w 2016 r. a następnie wdrożona i stosowana we wszystkich komórkach organizacyjnych PGNiG oraz spółkach GK PGNiG.

Polityka podlega okresowej ocenie pod kątem jej użyteczności i aktualności. Polityka QHSE realizowana jest w PGNiG poprzez System Zarządzania QHSE zgodny z wymaganiami norm: ISO 9001:2015, 14001:2015 i OHSAS 18001:2007 oraz dobrych praktyk HSE.

Cele Polityki QHSE to:

- Identyfikacja, nadzorowanie oraz zapewnienie skuteczności procesów QHSE.
- Budowanie trwałych relacji z Klientami PGNiG
- Identyfikacja i przestrzeganie aktów prawnych i innych wymagań
- Wdrażanie norm i standardów wynikających z dobrych praktyk, promowanie bezpiecznych rozwiązań
- Identyfikowanie zagrożeń, w tym zdarzeń potencjalnie wypadkowych, w celu zapobiegania wypadkom przy pracy, chorobom zawodowym, incydentom oraz awariom
- Identyfikowanie i ograniczanie wpływu na środowisko
- Budowanie kompetentnego, świadomego i zaangażowanego zespołu pracowniczego

Większość Spółek z GK PGNiG realizuje działania związane z jakością, ochroną środowiska oraz bezpieczeństwem i higieną pracy, w oparciu o tę Politykę QHSE.

Jednostki organizacyjne	Nazwa systemu (ZSZ, SZŚ, SZJ, SZBHP, EMAS etc.)	Certyfikowany (Tak/Nie)	Data		Nazwa jednostki certyfikującej
			certyfikacji	recertyfikacji	
PGNiG	ZSZ QHSE	Nie	-	-	
PGNiG - Oddział w Sanoku*	ZSZ	TAK	2004 – pierwsza certyfikacja	25.11.2016 X. 2017 – ostatni audytu nadzoru	DNV GL Business Assurance
PGNiG - Oddział w Odolanowie*	ZSZ	TAK		31-12-2015 (9001, 14001), 07-01-2017 (18001)	LRQA
PGNiG - Centralne Laboratorium Pomiarowo – Badawcze*	SZ zgodny z PN-EN ISO/ IEC 17025:2005+Ap 1:2007, PN - EN ISO/IEC 17065:2013	TAK			PCA
EXALO Drilling	ZSZ	TAK	13.03.2017	2020	TÜV SÜD
GEOFIZYKA Toruń	ZSZ QHSE	TAK	18.03.2011	18.03.2017	LRQA
PGNiG OD		NIE			
PGNiG Technologie	ZSZ	TAK	2013	2018	UDT
PGNiG TERMIKA	SZ BHP	TAK	22.10.2007	23.09.2016	PCBC
	SZŚ	TAK	05.12.2007	23.09.2016	
PSG	ZSZ	TAK	16.12.2016	17.11.2017	TUV NORD

* Z uwagi na to, że planowany termin certyfikacji Systemu Zarządzania QHSE przypada na czerwiec 2018 r., niektóre Oddziały, które utrzymywały swoje odrębne systemy zarządzania wcześniej, chcąc zachować ciągłość certyfikatu, przystąpiły do audytu nadzoru/ recertyfikacyjnego indywidualnie.
Centralne Laboratorium Pomiarowo – Badawcze posiada wdrożony i udokumentowany system zarządzania jakością, potwierdzony przez Polskie Centrum Akredytacji na zgodność z normą międzynarodową i europejską PN-EN ISO/IEC 17025: 2005.

Sposób dostosowania prowadzonych działań do Polityki QHSE w GK PGNiG.

Polityka QHSE w GK PGNiG w zakresie jakości była realizowana w spółkach poprzez następujące działania:

- zapewnienie jakości, ciągłości i terminowości dostaw gazu ziemnego, ropy naftowej i innych produktów oraz usługi magazynowania gazu kontrahentom PGNiG,
- identyfikację, nadzorowanie i monitorowanie procesów,
- uwzględnianie opinii Pracowników, Klientów i innych Interesariuszy w doskonaleniu procesów,
- podnoszenie kwalifikacji i świadomości Pracowników,
- identyfikację i wypełnianie wymagań prawnych i innych,
- wyznaczanie i realizację celów doskonalących związanych min. ze stosowaniem nowoczesnych technologii,
- realizację audytów i podejmowanie działań naprawczych,
- zarządzanie ryzykami i szansami występującymi w procesach biznesowych,
- wdrażanie programów wspierających pracowników (mentoring nowo zatrudnionych, szkolenia wewnętrzne w ramach Akademii trenerów).

Polityka QHSE w GK PGNiG w zakresie ochrony środowiska była realizowana poprzez następujące działania:

- identyfikację, nadzorowanie i monitorowanie aspektów środowiskowych,
- identyfikację i wypełnianie wymagań prawnych i innych,
- wyznaczanie i realizację celów doskonalących, minimalizujących oddziaływanie na otoczenie i sąsiedztwo, tak aby zachowana była równowaga między rozwojem biznesu a ochroną środowiska naturalnego,
- stosowanie przyjaznych dla środowiska technologii,
- monitorowanie wpływu działalności Spółek na środowisko,
- efektywne wykorzystanie paliw i zasobów naturalnych,
- podejmowanie działań remediacyjnych i rekultywacyjnych,
- nadzorowanie działań Wykonawców,
- stałe podnoszenie kwalifikacji i budowanie świadomości pracowników w obszarze ochrony środowiska.

Polityka QHSE w GK PGNiG w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy była realizowana poprzez następujące działania:

- identyfikację zagrożeń oraz ocenę ryzyka zawodowego i miejscowego,
- identyfikację i wypełnianie wymagań prawnych i innych,
- wyznaczanie celów doskonalących,
- podejmowanie działań naprawczych,
- stosowanie nowoczesnych zabezpieczeń i rozwiązań w procesach technologicznych zapobiegających wypadkom, awariom i chorobom zawodowym,
- budowanie wspólnych relacji z Wykonawcami świadczącymi usługi na rzecz Spółek,
- identyfikację i zgłaszanie zdarzeń potencjalnie wypadkowych,
- promowanie i wdrażanie programów poprawiających bezpieczeństwo i kształtujących świadomość bezpiecznych zachowań.

Główne cele jakościowe, środowiskowe, BHP podjęte do realizacji oraz stopień osiągnięcia tych celów lub mierniki stopnia osiągnięcia celów.

Ustanowione w GK PGNiG cele i zadania jakościowe, środowiskowe i BHP, aby zapewnić zgodność wyrobów i usług, zwiększyć zadowolenie klienta, odnosząc je do znaczących aspektów środowiskowych i do zagrożeń na stanowisku pracy oraz zapobiegać urazom i schorzeniom zawodowym, zostały sformułowane zgodnie z zasadą SMART tzn.:

- S (specific) – precyzyjnie definiują obszar,
- M (measurable) – mają charakter mierzalny,
- A (attainable) – są możliwe do realizacji,
- R (relevant) – odnoszą się do specyfiki obszaru, który jest zarządzany,
- T (timescale) – są określane w przedziale czasu, który umożliwi ich realizację.

Cele są krótko- lub długoterminowe, gdzie zaplanowany czas realizacji obejmuje od roku do trzech lat. Przekładają się one na Programy realizowane w poszczególnych jednostkach GK PGNiG i rokrocznie aktualizowane.

W 2017 r. zdecydowanej większości jednostek GK PGNiG udało się zrealizować 100% założonych celów i zadań. Niektóre cele, ze względu na ich złożoność i kosztowność, pozostają w realizacji i są realizowane zgodnie z harmonogramem prac.

Audyty wewnętrzne w 2017 r.

Audyty wewnętrzne, które obok przeglądów wykonywanych przez najwyższe kierownictwo, pełnią funkcję podstawowego mechanizmu kontroli przedsiębiorstwa pozwalając na ocenę zgodności z wymaganiami prawnymi, normami oraz skuteczność funkcjonowania systemów zarządzania.

W 2017 r. w GK PGNiG przeprowadzono 179 audytów wewnętrznych, analogicznie jak w roku poprzednim. Najwięcej audytów odbyło się w PSG, która jest organizacją wielooddziałową. W związku z trwającymi pracami nad wdrożeniem systemów zarządzania, w niektórych jednostkach GK PGNiG (np.: Centrala PGNiG, PGNiG OD, GAZ – GK PSG), w 2017 r. nie przeprowadzono audytów wewnętrznych.

Realizowane działania korygujące polegały na: podejmowaniu działań mających na celu budowanie świadomości u pracowników w obszarach wykrytych niezgodności (szkolenia) oraz doprecyzowywaniu zapisów dokumentów ZSZ w celu uniknięcia podobnych niezgodności w przyszłości.

Dobre praktyki w zakresie popularyzacji i doskonalenia systemu zarządzania:

- organizacja konkursów wiedzy z zakresu BHP, ppoż i pierwszej pomocy dla pracowników,
- organizacja narady służb ochrony środowiska i BHP dla GK PGNiG,
- organizacja i udział w konferencjach technicznych i seminariach poświęconych ochronie środowiska i bezpieczeństwu pracy,
- publikacje materiałów informacyjnych w zakresie systemów zarządzania, w tym m.in. ulotki dla gości wizytujących obiekty, informacje w prasie branżowej i newsletterach,
- udział w konkursie o Polską Nagrodę Jakości i zajęcia I miejsca przez Spółkę PSG.

11.4.4. Ład korporacyjny

GK PGNiG przywiązuje dużą wagę do właściwego wypełniania zasad ładu korporacyjnego. W sposób uczciwy, równy i rzetelny traktuje wszystkich akcjonariuszy, dokładając wszelkich starań, by zbudować jak najlepsze relacje pomiędzy inwestorami a organami Spółki.

PGNiG jako spółka giełdowa podlega zasadom Dobrych Praktyk, w zakresie których corocznie prezentuje obecnym oraz przyszłym akcjonariuszom Oświadczenie o przestrzeganiu zasad ładu korporacyjnego. Treść oświadczenia o przestrzeganiu poszczególnych zasad ładu korporacyjnego przez PGNiG w 2017 r. dostępna jest na korporacyjnej stronie internetowej Spółki w zakładce Ład korporacyjny/Dobre praktyki.

> Więcej informacji: punkt 10.4

11.5. Ryzyka kluczowych obszarów strategicznych zrównoważonego rozwoju GK PGNiG z perspektywy społecznej

Obszar	Ryzyko	Sposób zarządzania ryzykiem w GK PGNiG
BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE KRAJU	Opóźnienie prac poszukiwawczych i wydobywczych	<ul style="list-style-type: none"> • Stały monitoring statusów projektów. • Podejmowanie przez Operatora koncesji niezbędnych działań zaradczych.
	Zakłócenia w dostawach gazu	<ul style="list-style-type: none"> • Stały monitoring sytuacji. • Działania na rzecz realnej dywersyfikacji dostaw ze względu na źródło i kierunek.
ŚRODOWISKO	Negatywny wpływ na środowisko naturalne ze względu na działalność	<ul style="list-style-type: none"> • Realizacja Polityki QHSE i systemów zarządzania środowiskowego. • Szkolenia pracowników w zakresie ochrony środowiska. • Wdrożenie systemu zarządzania energią. • Raportowanie do właściwych organów i instytucji odpowiedzialnych za zarządzanie środowiskiem naturalnym.
SPOŁECZEŃSTWO	Ryzyko relacji z lokalnymi społecznościami	<ul style="list-style-type: none"> • Bieżąca informacja i edukacja o realizowanych projektach. • Współpraca z organizacjami pozarządowymi. • Odpowiadania na rzeczywiste problemy lokalnych społeczności (programy, projekty, wsparcie lokalnych inicjatyw). • Współpraca z władzami samorządowymi.
KLIENT	Ryzyko relacji z klientami	<ul style="list-style-type: none"> • Weryfikacja umów pod kątem zgodności z prawem. • Szkolenie pracowników z zakresu obsługi klienta. • Przestrzeganie Kodeksu etyki. • Regulaminy i regulacje określające zasady relacji z klientami. • Rozwój nowoczesnych kanałów komunikacji z klientami.
PRACOWNICY	Odejścia z pracy osób o wysokich kwalifikacjach	<ul style="list-style-type: none"> • Jasne zasady wynagradzania pracowników. • Stałe szkolenia pracowników podnoszące ich kwalifikacje. • Cykliczna ocena pracowników przez przełożonych. • Ankiety pracownicze / badania opinii. • System benefitów i dodatków socjalnych dla pracowników.
	Ryzyko BHP	<ul style="list-style-type: none"> • Szkolenia BHP dla pracowników, w tym z pierwszej pomocy. • Przestrzeganie obowiązku wstępnych i okresowych badań lekarskich. • Przestrzeganie wewnętrznych procedur bhp zgodnych z zewnętrznymi regulacjami. • Przestrzeganie Polityki QHSE. • Ciągły monitoring proaktywny i reaktywny.
	Ryzyko dialogu społecznego – relacji ze związkami zawodowymi	<ul style="list-style-type: none"> • Cykliczne spotkania kadry zarządzającej z przedstawicielami związków. • System zarządzania programem etycznym. • Zasady regulacji zobowiązań pracowniczych. • Umowy społeczne, zakładowe umowy zbiorowe.
ETYKA	Ryzyko nadużyć (mobbing, molestowanie)	<ul style="list-style-type: none"> • Szkolenia dla pracowników i kadry menadżerskiej. • System zarządzania programem etycznym. • Kodeks etyki z wzorcami postaw. • Funkcjonowanie etyków w GK PGNiG, w tym Pełnomocnika ds. etyki w PGNiG.
	Ryzyko korupcji	<ul style="list-style-type: none"> • Przestrzeganie zasad Kodeksu etyki. • Realizowanie Polityki antykorupcyjnej i prezentowej. • Szkolenia pracowników z tego zakresu. • Stały monitoring i analiza regulacji zewnętrznych, a następnie przygotowanie odpowiednich wewnętrznych.
	Ryzyko nieprawidłowości w realizacji zakupów i zamówień publicznych	<ul style="list-style-type: none"> • Szkolenia pracowników w obszarze zakupów oraz dotyczące odpowiedzialności uczestników postępowań. • Wewnętrzne regulacje m.in. Polityka antykorupcyjna i prezentowa. • Nadzór dokumentacji zakupowej przez wykwalifikowanych pracowników.
	Ryzyko relacji z dostawcami i partnerami biznesowymi	<ul style="list-style-type: none"> • Przestrzeganie zasad Kodeksu etyki i Polityki QHSE. • Zatrudnianie wykwalifikowanej kadry. • Zobowiązanie wykonawców i dostawców do przestrzegania wewnętrznych przepisów GK PGNiG.

12. Oświadczenie Zarządu PGNiG i zatwierdzenie sprawozdania

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 12 marca 2018 r.