

Raport Roczny 2017

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

RAPORT ROCZNY 2017

Polskie Górnictwo
Naftowe i Gazownictwo SA



Departament Public Relations
E-mail: media@pgnig.pl

Departament Marketingu
Tel.: 22 691 45 92

Dział Relacji Inwestorskich
Tel.: 22 589 43 22,
Tel.: 22 589 48 46,
Tel.: 22 589 47 97
E-mail: ri@pgnig.pl
Internet: ri.pgnig.pl




Centrala PGNiG SA
ul. M. Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
Tel.: 22 589 45 55
Internet: pgnig.pl

Zobacz Raport Roczny w Internecie

Odwiedź stronę www.pgnig.pl,
aby zapoznać się z Raportem Rocznym
w wersji interaktywnej lub pobrać dokument
w formacie PDF.

Legenda

Na marginesach Raportu znajdują się adnotacje
odnoszące się do informacji wyróżnionych
w tekście.

-  wyjaśnienie skrótów umieszczonych w Raporcie
-  adresy stron www zawierających dodatkowe informacje
-  dodatkowe objaśnienia, definicje i uwagi
- (G4-1, G4-2) wskaźnik GRI (Global Reporting Initiative)

Kalendarz wydarzeń w 2017 r.



Spis treści

8	List przewodniczącego Rady Nadzorczej
10	List Prezesa Zarządu
12	Otoczenie i interesariusze
56	Strategia
74	Działalność w 2017 roku
76	Podsumowanie 2017 roku
82	Poszukiwanie i Wydobywanie
100	Obrót i Magazynowanie
116	Dystrybucja
124	Wytwarzanie
132	Pozostałe segmenty
136	Innowacyjność, badania i rozwój
140	Wyniki finansowe
152	Zasady zarządzania
185	Przeliczniki i słownik
186	Kontakt

Publikacja została wydrukowana na papierze ekologicznym produkowanym w 100% z makułatury, białym bez użycia chloru gazowego.

Produkty oznaczone certyfikatem FSC pochodzą z lasu zarządzanego zgodnie z dobrem przyrody, a także dobrem żyjących na jego terenie społeczności, czyli według zasad Dobrej Praktyki Leśnej.



RAPORT ROZNY 2017

Polskie Górnictwo
Naftowe i Gazownictwo SA

Model biznesowy

Poszukiwanie i Wydobywanie

Cały proces poszukiwania oraz wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej: od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż.



System przesyłowy zarządzany przez OGP GAZ-SYSTEM SA

Magazynowanie

Działalność i usługi związane z magazynowaniem gazu w podziemnych magazynach gazu.

Dystrybucja

Przesyłanie siecią dystrybucyjną gazu do klientów detalicznych i korporacyjnych.

Obrót detaliczny

Sprzedaż gazu ziemnego gospodarstwom domowym oraz małym i średnim przedsiębiorstwom.



Sieć dystrybucyjna PSG

Obrót hurtowy

Sprzedaż gazu ziemnego największym klientom przemysłowym oraz na Towarowej Giełdzie Energii.

Wytwarzanie

Wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej oraz realizacja dużych przedsięwzięć elektroenergetycznych wykorzystujących gaz ziemny jako paliwo.



Sieć energetyczna



Sieć ciepła

Spis treści

8	List przewodniczącego Rady Nadzorczej
10	List Prezesa Zarządu
12	Otoczenie i interesariusze
56	Strategia
74	Działalność w 2017 roku
76	Podsumowanie 2017 roku
82	Poszukiwanie i Wydobycie
100	Obrót i Magazynowanie
116	Dystrybucja
124	Wytwarzanie
132	Pozostałe segmenty
136	Innowacyjność, badania i rozwój
140	Wyniki finansowe
152	Zasady zarządzania
185	Przeliczniki i słownik
186	Kontakt



Model tworzenia wartości

Misja i Wizja



List przewodniczącego Rady Nadzorczej



Szanowni Państwo,

miniony rok był okresem szczególnym ze względu na ogłoszoną w marcu 2017 r. nową Strategię Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017-2022 (z perspektywą do 2026 r.). Osiągnięcia ubiegłego roku potwierdzają słuszność doboru priorytetowych obszarów inwestowania i rozwoju Grupy oraz skuteczności Zarządu w realizowaniu celów operacyjnych i finansowych. Wyniki Grupy Kapitałowej oraz jej pozycja – jednego z liderów polskiego sektora przemysłowego, nie pozostawiają wątpliwości, że działania podjęte w pierwszej fazie realizacji strategii okazały się właściwe. W mojej opinii rezultaty działalności Grupy Kapitałowej w ubiegłym roku należy uznać za satysfakcjonujące zarówno dla Akcjonariuszy, Inwestorów, jak i członków Rady Nadzorczej, którzy brali aktywny udział w realizacji strategii, a wcześniej w przygotowaniu jej założeń.

Jak co roku, Rada Nadzorcza zwracała szczególną uwagę na konieczność zachowania wysokiego poziomu polityki informacyjnej

oraz ścisłego przestrzegania obowiązujących w spółce zasad ładu korporacyjnego. Z uwagi na znaczenie PGNiG dla bezpieczeństwa energetycznego Polski, mam świadomość, jak dużą wagę przykładają interesariusze spółki do przejrzystości jej działań. W opinii Rady Nadzorczej spółka wywiązuje się ze swoich zadań w zakresie m.in.: wypełniania obowiązków informacyjnych, zachowania zgodności z regulacjami krajowymi i międzynarodowymi oraz promowania dobrych praktyk spółek notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie. Warto zwrócić uwagę, że w PGNiG zwiększyła się liczba niezależnych członków Rady Nadzorczej, którzy spełniają kryteria określone zarówno w ustawie o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym, jak i dobrych praktykach spółek notowanych na GPW. Potwierdzeniem stałego podnoszenia jakości w zakresie przejrzystości działania, polityki

informacyjnej oraz stosowania zasad ładu korporacyjnego jest nagroda „Transparentnej Spółki Roku” przyznana PGNiG drugi raz z rzędu przez Instytut Rachunkowości i Podatków oraz Gazetę Giełdy Parkiet.

W 2018 r. Rada Nadzorcza Grupy PGNiG będzie w dalszym ciągu wspierać Zarząd w dążeniu do osiągnięcia celów określonych w Strategii Grupy Kapitałowej na lata 2017-2022. Popieramy inicjatywy, które mają spowodować wzrost wartości Grupy Kapitałowej, a w wymiarze ogólnokrajowym – zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne Polski. Dotychczasowe działania w obszarze nadzoru właścicielskiego i ładu korporacyjnego będą kontynuowane, aby Grupa PGNiG zachowała pozycję jednej z najbardziej transparentnych spółek na polskim rynku.

**Z poważaniem
Bartłomiej Nowak
Przewodniczący Rady Nadzorczej**

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 r., PGNiG SA była 5. spółką na Gieldzie Papierów Wartościowych w Warszawie.

Rosnące ceny ropy i gazu, które kształtowały się na istotnie wyższym poziomie niż w 2016 r., 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 r. odnotowaliśmy zarówno wyższy

poziom przychodów, jak i rekordowy wolumen sprzedaży ciepła oraz energii elektrycznej z własnej produkcji.

W 2017 r. 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 Qatar-gas 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 r. 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 r. 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 r. pla-

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

W kwietniu 2017 r. przyjęliśmy dla całej Grupy Kapitałowej PGNiG nową Strategię zrównoważonego rozwoju na lata 2017-2022, która jest rozwinięciem naszych założeń biznesowych. Świadomość oddziaływania na otoczenie oraz odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne są fundamentami tego dokumentu. Strategia CSR zobowiązuje nas do spełniania najwyższych standardów w zakresie przejrzystej kultury organizacyjnej, relacji z pracownikami i klientami, prospołecznej postawy, a także działań na rzecz ochrony środowiska.

W 2017 r. 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 r. będziemy konsekwentnie wzmacniać 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 SA

Otoczenie i interesariusze



Rynek i otoczenie regulacyjne

Rynek gazu

Rynek gazu w Polsce

Grupa Kapitałowa 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. Grupa PGNiG zapewnia dywersyfikację dostaw poprzez wydobycie złóż krajowych oraz import ze źródeł zewnętrznych. W Polsce PGNiG jest największym importem i dostawcą gazu ziemnego. Paliwo tra-

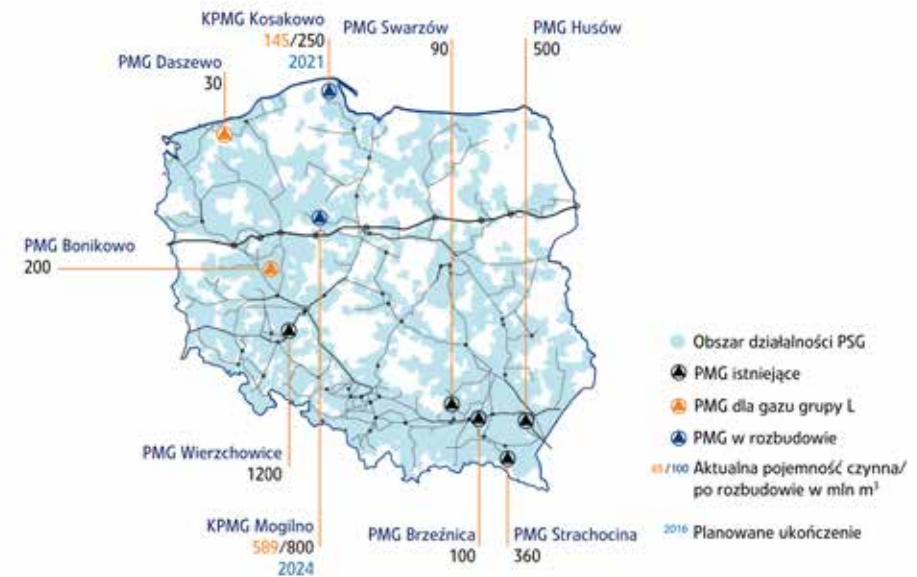
fia do kraju przez rozbudowaną sieć systemu przesyłowego, przy czym od 2016 r. system zasilają również dostawy gazu typu LNG. Za pomocą sieci dystrybucyjnych gaz rozprawdany jest do odbiorców końcowych. Krajowy system gazowy uzupełniają magazyny gazu, które służą do pokrywania sezonowych i dobowych niedoborów paliwa gazowego. Natomiast z perspektywy samego obrotu, kluczową rolę pełni Towarowa Giełda Energii, na której PGNiG jest Animatorem Rynku Gazu od listopada 2013 r.

LNG (ang. liquefied natural gas) - gaz ziemny w postaci ciekłej, produkowany w wyniku skraplania lub kondensacji.



System przesyłowy

System przesyłowy i zasięg sieci dystrybucyjnej w Polsce

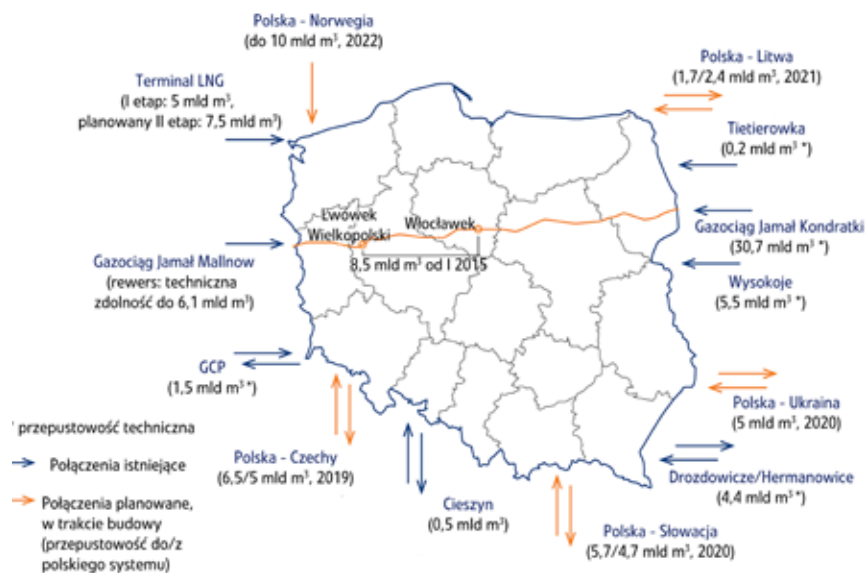


Zarządzaniem siecią przesyłową oraz transportem gazu ziemnego siecią przesyłową na terenie całego kraju, w celu ich dostarczenia do sieci dystrybucyjnych oraz do odbiorców końcowych podłączonych do systemu przesyłowego, zajmuje się państwowa spółka GAZ-SYSTEM. Obecny system przesyłowy składa się z dwóch 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. Walne Zgromadzenie 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.

Zobacz więcej: www.gaz-system.pl/strefa-klienta/do-pobrania/plan-rozwoju/

Aktualne oraz planowane transgraniczne punkty wejścia do systemu przesyłowego o znaczeniu strategicznym



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, sprowadzanej 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 Drozdowicze	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 SA, której Terminal LNG umożliwia odbiór 5 mld m³ (po regazyfikacji) gazu ziemnego 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 Goleńowie, która zlokalizowana jest ponad 80 km od gazoportu. Ponadto, LNG jest transportowane cysternami do zakładów lub stacji regazyfikacyjnych zlokalizowanych na terenie całej Polski.

Grupa PGNiG traktuje dostawy LNG jako jeden ze środków zapewnienia bezpieczeństwa oraz dywersyfikacji źródeł dostaw gazu. Początkowo Spółka posiadała rezerwację ok. 60% przepustowości terminala, umożliwiającą 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 SA 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 - Polska Spółka Gazownictwa i kilkudziesięciu mniejszych operatorów funkcjonujących lokalnie, których sieci przyłączone są do PSG lub GAZ-SYSTEM.

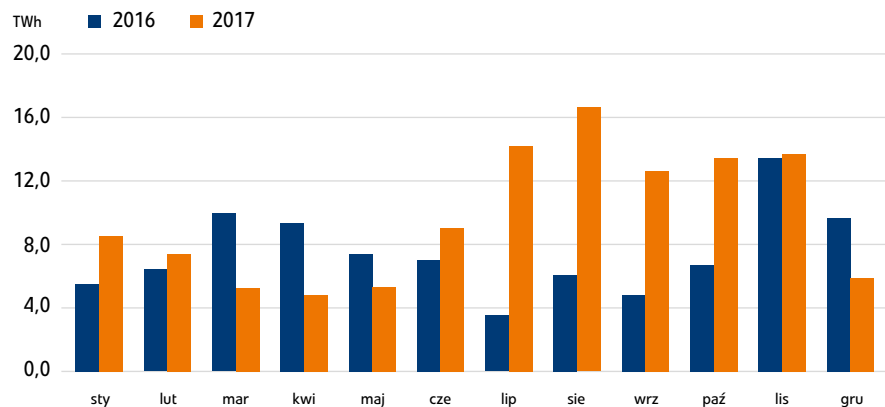
Magazynowanie gazu

PGNiG jest właścicielem 9 podziemnych magazynów gazu w Polsce. Średni dzienny pobór gazu z polskich magazynów w okresie wytlaczania wyniósł w 2017 r. 118,14 GWh, o 26% więcej niż w analogicznym okresie poprzedniego roku. Średnie załaczanie 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.

Towarowa Giełda Energii

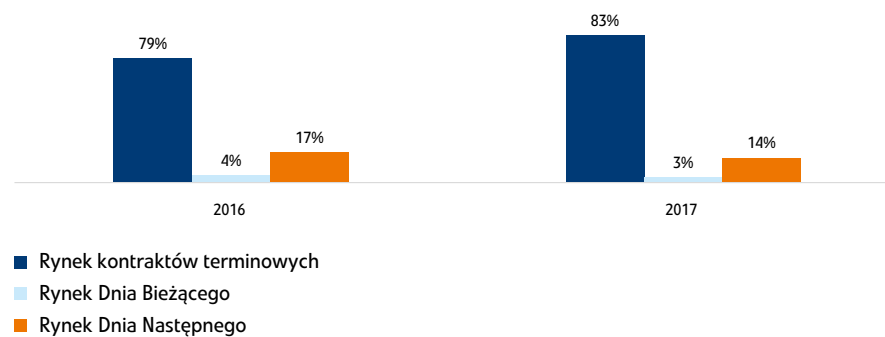
PGNiG jest liderem rynku gazu w obrocie giełdowym na TGE. Zgodnie z informacjami opublikowanymi przez giełdę, całkowity wolumen obrotu gazem w 2017 r. wyniósł 138,7 TWh, z czego 114,7 TWh stanowił obrót na rynku kontraktów terminowych (RTT). Oznacza to, że blisko 83% transakcji na gaz zawieranych na 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.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE.

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



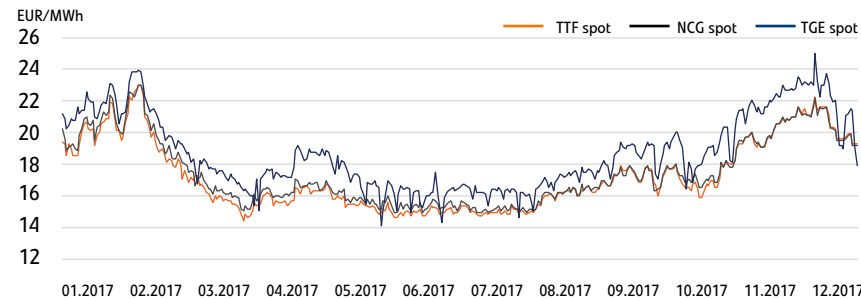
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE.

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 zł/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.

GASPOOL -
hub gazowy
w Niemczech.

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



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz EEX – European Energy Exchange.

Rynek gazu na świecie

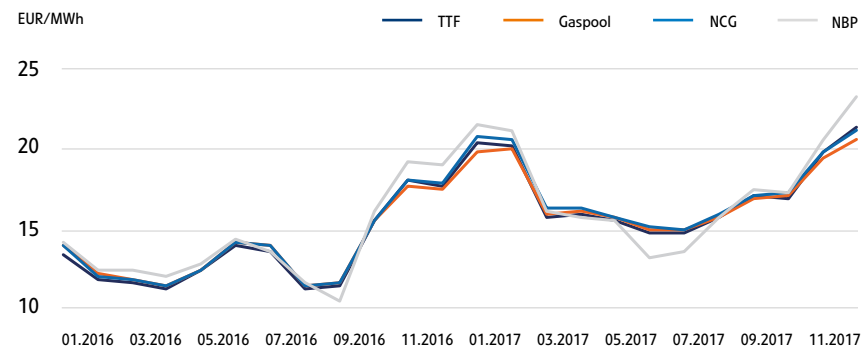
W 2017 r. odnotowano wzrost cen gazu ziemnego na rynkach europejskich. Średnia cena kontraktu miesięcznego (month ahead) na holenderskim hubie TTF była wyższa o 22% w stosunku do średniej ceny w 2016 r.

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.

TTF (ang. Title
Transfer Facility) -
towarowa giełda
energii w Holandii.

Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego na wybranych hubach Europejskich w latach 2016-2017



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz EEX – European Energy Exchange.

Cena gazu ziemnego w 2017 r.

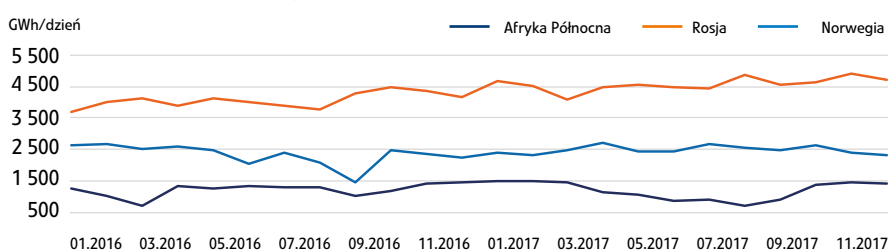
W 2017 r. zanotowany został wzrost średniej ceny gazu ziemnego w Europie o 21% w porównaniu do 2016 r. Największa dynamika wzrostu nastąpiła na niemieckim hubie NCG oraz holenderskim TTF – po 24%. Średnia cena gazu na kluczowych europejskich rynkach wyniosła 17,34 EUR/MWh, podczas gdy w 2016 r. była 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 nieprzewidywanych awarii w instalacjach na polach Kollsness oraz Troll. Do awarii doszło również na polu Gronningen w Holandii. Natomiast zwyżka 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 – jedyne połączenia pozwalającego na przesył gazu z Wielkiej Brytanii do kontynentalnej części Europy. Dalsze umacnianie cen było wynikiem wzros-

tu 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 jest 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. Łączny stan wypełnienia magazynów gazu w Europie na dzień 31 grudnia 2017 r. wyniósł 65%.

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 BalticPipe na poziomie do 10 mld m³ rocznie do Polski oraz do 3 mld m³ rocznie 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 moż-

liwość 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.
- 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 na trzeciej liście projektów wspólnego zainteresowania UE, co potwierdza istotne znaczenie budowy gazociągu dla całej wspólnoty.
- W styczniu 2018 r. PGNiG podpisało umowy przesyłowe z GAZ-SYSTEM oraz Energinet. Zgodnie z założeniami projektu do 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

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.

Perspektywy rynku gazu

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

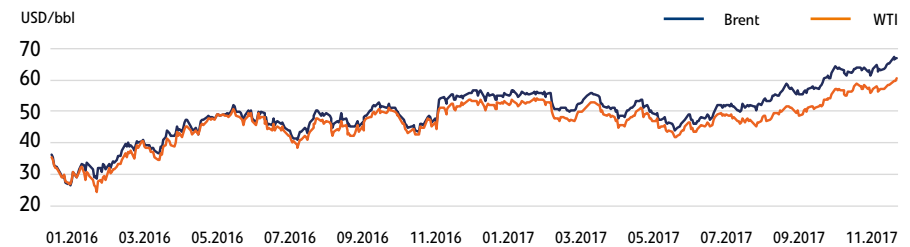
w USA, ale również imponującego wzrostu produkcji gazu ziemnego za oceanem. Według danych EIA wielkość wydobycia w samym 2018 r. w USA może wzrosnąć o blisko 7 mld m³.

Rynek ropy naftowej

Cena ropy na początku 2017 r. pozostała 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. Krótkotrwale 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 21 czerwca.

Od lipca 2017 r. obserwowany jest stały trend wzrostowy, a impulsem do wzrostu 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 - U.S. Energy Information Administration

Brent - rodzaj ropy naftowej wydobytą z obszaru Morza Północnego służący jako benchmark przy wycenie surowca.

WTI - (ang. West Texas Intermediate) - rodzaj ropy naftowej służący jako benchmark przy wycenie surowca.

bbl - jednostka wolumenu ropy naftowej, 1 baryłka to 42 galony amerykańskie lub 35 brytyjskich.

ICE (ang. Intercontinental Exchange) - amerykańska giełda wyspecjalizowana w handlu energią i surowcami.

NYMEX - Nowojorska Giełda Towarowa.



Perspektywy rynku gazu

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. Część 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.

Otoczenie regulacyjne

Krajowe Otoczenie Regulacyjne

Ustawa – Prawo energetyczne




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

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.

- 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).

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997r. - Prawo energetyczne (tekst jedn. Dz. U. z 2017 r., poz. 220 z późn. zm.).

 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 (tekst jedn. Dz. U. z 2017 r. poz. 1210 z późn. zm.).

Ustawa o zapasach



Ustawa o zapasach w obszarze rynku gazu ziemnego określa zasady tworzenia i utrzymania 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.

7 lipca 2017 r. uchwalona została ustawa o zmianie Ustawy o zapasach oraz niektórych innych ustaw. 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 Grupy PGNiG, ponieważ wyjaśniają wątpliwości interpretacyjne dotyczące niektórych przepisów ustawy o zapasach.

Ustawa o efektywności energetycznej



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. 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. Ustawa wprowadza obowiązek sporządzenia co 4 lata audytu energetycznego przedsiębiorstwa.

Ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym



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 1 stycznia 2020 r.

Ustawa Prawo geologiczne i górnictwo



Ustawa Prawo geologiczne i górnictwo określa m.in. zasady i warunki wykonywania prac geologicznych, wydobywania kopalni ze złóż, składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych, ochrony złóż kopalni, wód podziemnych i innych składników środowiska w związku z wykonywaniem prac geologicznych i wydobywaniem kopalni.

Działalność w zakresie poszukiwania lub rozpoznawania złóż kopalni, wydobywania kopalni ze złóż, bezbiornikowego 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 górnictwo 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.

W 2017 r. Minister Środowiska kontynuował prace nad opracowaniem kolejnej nowelizacji ustawy Prawo geologiczne i górnictwo. Celem wprowadzenia nowych regulacji jest uproszczenie przepisów dotyczących postępowań administracyjnych w odniesieniu do działalności polegającej na poszukiwaniu, rozpoznawaniu i wydobywaniu węglowodorów.


Oczekiwany 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 określa organizację rynku mocy oraz zasady świadczenia usługi pozostawiania 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.


 Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2016 r., poz. 831).

 Ustawa z dnia 25 lipca 2014 r. o specjalnym podatku węglowodorowym (tekst jedn. Dz. U. z 2016 r., poz. 979).

 Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (tekst jedn. Dz. U. 2018 poz. 9).

 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).

 Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemu gazowego (tekst jedn. Dz.U. z 2014 r., poz. 1059, z późn. zm.).

 Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczególnych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. z 2013 r., poz. 820).

 Rozporządzenie SoS: Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 994/2010 z dnia 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego.

Rozporządzenie dywersyfikacyjne



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 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 10 stycznia 2017 r. 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 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. taryfy na obrót paliwami gazowymi posiadały PGNiG SA oraz PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

Ponadto w 2016 r. GSP obowiązywały taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego, natomiast PSG - taryfa dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego.

W segmencie Wytwarzanie swoje taryfy posiadały PGNiG TERMIKA (dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych) oraz PGNiG TERMIKA EP (dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych oraz dla usług dystrybucyjnych energii elektrycznej).

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 Grupy PGNiG oraz swoich odbiorców.

Zagraniczne otoczenie regulacyjne

Rozporządzenie SoS

Rozporządzenie SoS ma na celu zapobieganie zakłóceniom w dostawach gazu ziemnego do państw członkowskich, a w razie wystąpienia – łagodzenie ich skutków.

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 Grupa PGNiG informowała stosowne organy władzy publicznej o ryzykach związanych z działalnością PGNiG, a także prezentowało stanowisko Grupy PGNiG przedstawicieli Komisji Europejskiej i Parlamentu Europejskiego.

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.

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.

Rozporządzenie NC TAR

W dniu 30 września 2016 r. przyjęte zostało rozporządzenie Komisji Europejskiej ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu. Celem niniejszego aktu prawnego jest zmniejszenie 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 ułatwienie 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 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.


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 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.

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.

 ACER (ang. Agency for Cooperation of Energy Regulators) - Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, której celem jest koordynowanie i wspieranie współpracy krajowych organów regulacyjnych.

 ENTSO-G (ang. European Network of Transmission System Operators for Gas) - Europejska Sieć Operatorów Gazowych Systemów Przesyłowych, organizacja skupiająca europejskich operatorów gazowych systemów przesyłowych.

 EU ETS - unijny system handlu uprawnieniami do emisji.

Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka:

● ○ niskie
● ● średnie
● ● ● wysokie

Istotność ryzyka:

○ ○ niska
○ ● średnia
● ● ● wysoka

Ryzyko w stosunku do 2016 r.:

↗ wzrosło
→ utrzymało się
↘ spadło

Ryzyka regulacyjne

Zniesienie administracyjnej kontroli cen

● ○ ○ ● ○ ○ ↘

W związku z wyrokiem Trybunału Sprawiedliwości UE z 10 września 2015 r. w sprawie taryfikacji cen paliw gazowych zachodziła 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.

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 poziomy 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 Jamał 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.

Pakiet zimowy (elektroenergetyczny) – Czysta energia dla Europejczyków

30 listopada 2016 r., w ramach tzw. Pakietu zimowego, Komisja Europejska ogłosiła propozycję 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 Grupy PGNiG. Przede wszystkim wprowadzenie kryterium emisyjności - na obecnie proponowanym poziomie 550g emisji CO₂ przy wytwarzaniu 1kWh - może stanowić barierę regulacyjną w obszarze działalności na rynku 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.

Ryzyko braku zgodności

● ● ● ● ○ ○ →

W PGNiG istnieje wyodrębniona funkcjonalnie oraz organizacyjnie funkcja Compliance. Funkcjonalne wyodrębnienie nastąpiło poprzez przyjęcie 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.



Akcjonariusze i rynek kapitałowy

Akcjonariat

31 grudnia 2017 r. kapitał zakładowy PGNiG wyniósł 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 jed-

nego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Większościowym akcjonariuszem PGNiG pozostaje Skarb Państwa.

W 2017 r. nie było zmian w strukturze akcjonariatu.

Struktura akcjonariatu na koniec 2017 r.

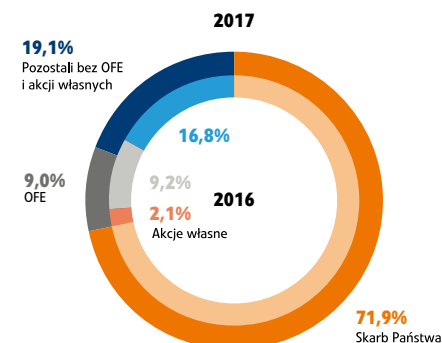
Akcjonariusze	Liczba akcji/ głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2016	Udział w kapitale zakładowym/ liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2016	Zmiany w 2017 r.	Liczba akcji/ głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2017	Udział w kapitale zakładowym/ liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2017
Skarb Państwa	4 153 706 157	71,88%	-	4 153 706 157	71,88%
Akcje własne	-	-	-	-	-
Pozostali, w tym:	1 624 608 700	28,12%	-	1 624 608 700	28,12%
- OFE ¹⁾	532 390 415	9,21%	-	521 999 228	9,03%
Razem	5 778 314 857	100,00%	-	5 778 314 857	100,00%

¹⁾ Dane w oparciu o zestawienia rocznej struktury aktywów Otwartych Funduszy Emerytalnych na dzień 29 grudnia 2017 r.

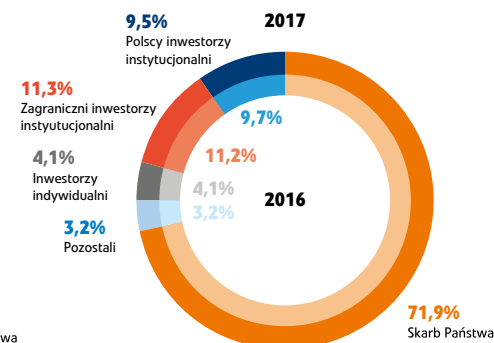
Inwestorzy instytucjonalni, do których należą głównie otwarte fundusze emerytalne (OFE), powszechne towarzystwa emerytalne oraz polskie i zagraniczne fundusze inwestycyjne, posiadali ponad 1/5 akcji wyemitowanych przez PGNiG. Do polskich inwestorów

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 na koniec 2016 r. i 2017 r.



Struktura akcjonariatu w podziale na rodzaj inwestora

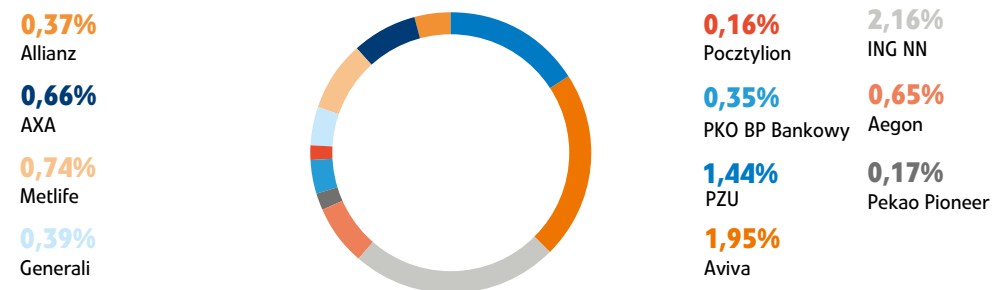


Źródło: Opracowanie własne na podstawie zestawienia rocznej struktury aktywów Otwartych Funduszy Emerytalnych na dzień 29 grudnia 2017 r.

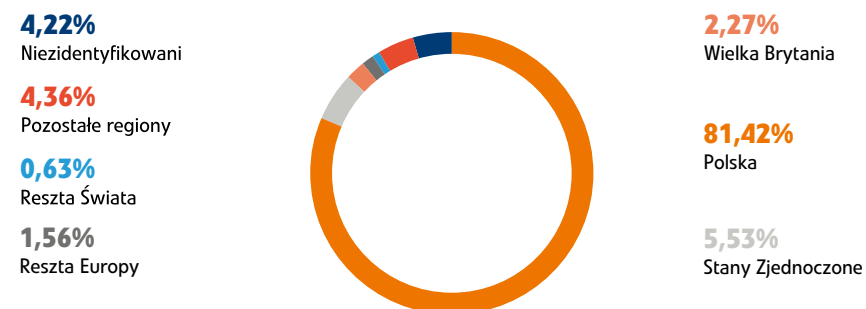
Znaczny pakiet akcji PGNiG znajdował się w portfelach otwartych funduszy emerytalnych, które 29 grudnia 2017 r. posiadały ponad 9% udział w kapitale PGNiG, wyceńniony na prawie 3 mld zł. W porównaniu do 2016 r. liczba akcji posiadanych przez OFE

nieznacznie zmalała o 0,2 p.p. Biorąc po 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.

Udział OFE w akcjonariacie PGNiG na koniec 2017 r.



Struktura geograficzna akcjonariatu



Źródło: Opracowanie własne

36,3

mld zł kapitalizacja rynkowa

na dzień 31 grudnia 2017 r.

Kurs akcji na GPW w Warszawie

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 SA 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: Giełda Papierów Wartościowych, www.gpw.pl

* Kurs akcji PGNiG oraz wartości indeksów podane według kursów zamknięcia. Kurs zamknięcia nie uwzględnia korekty z tytułu tzw. „odcięcia praw do dywidendy”.

Notowania PGNiG poruszały się w ramach od -17% (kurs minimalny na zamknięciu: 5,19 zł 20 stycznia 2017 r.) do +12% (kurs maksymalny na zamknięciu: 6,95 zł 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 2 stycznia 2017 r.) do +9% (kurs maksymalny: 2 551,78 pkt 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 (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 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 Grupy 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 31 marca 2017 r. do kursu zamknięcia 2 stycznia 2017 r.).

W drugim kwartale 2017 r. ponownie odnotowano znaczny wzrost wartości akcji PGNiG. Uczestnicy rynku dobrze ocenili opublikowane 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 – 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). 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 28 sierpnia 2017 r. na poziomie 6,95 zł. 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 węglowodorów w Polsce. Kurs na zamknięciu sesji 20 lipca 2017 r. spadł ostatecznie o niespełna 2% do poziomu 6,61 zł. Cena akcji PGNiG ponownie wzrosła do poziomu 6,83 31 sierpnia głównie efekcie pozytywnej oceny przez rynek m.in. wpływu zmian w ustawie o zapasach oraz możliwość korzystnego rozstrzygnięcia arbitrażu z Gazpromem dotyczącego zmiany formuły cenowej (w ramach kontraktu jamalskiego).

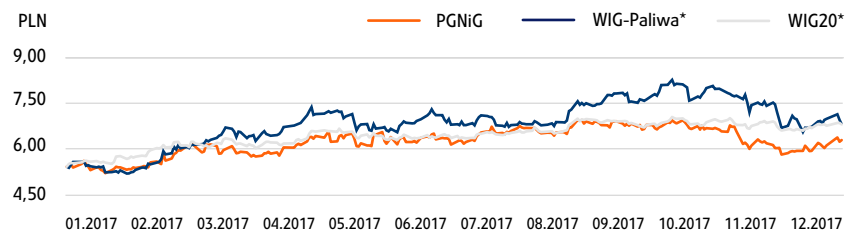
Czwarty kwartał 2017 r. stał pod znakiem utrzymującego się trendu spadkowego, co w konsekwencji doprowadziło do powrotu kursu PGNiG do poziomu poniżej 6 zł (5,81 zł na zamknięciu sesji 21 grudnia 2017 r.).

Na zamknięciu ostatniej sesji 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%.



Więcej o EBITDA
na str. 185
w słowniku pojęć

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.).

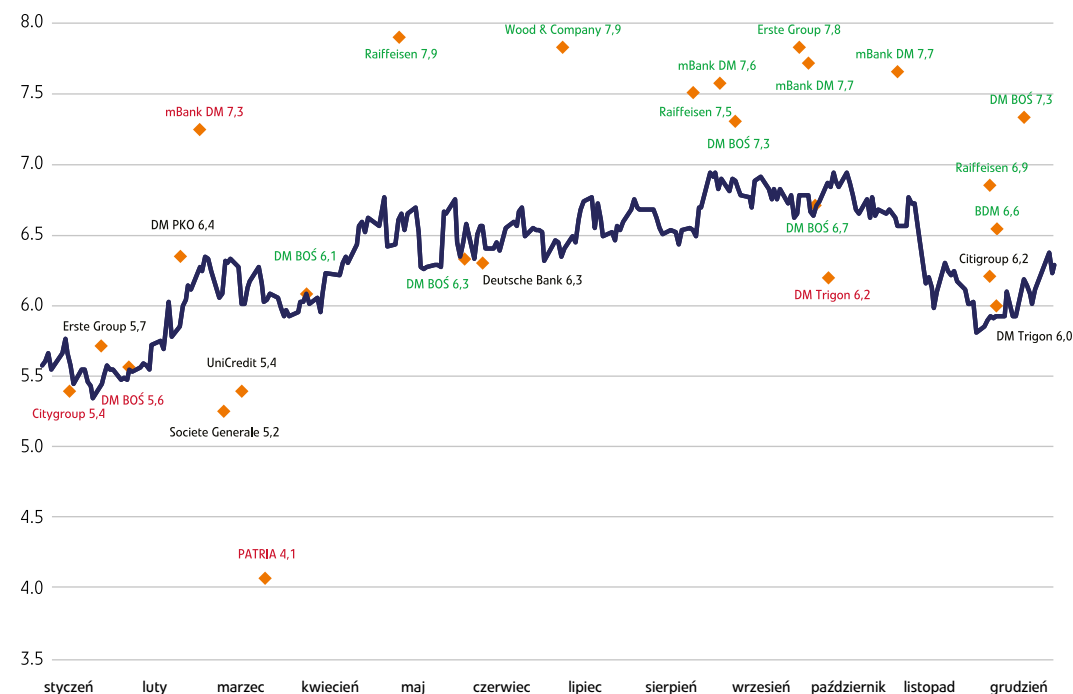
⁴ Dane wyliczone w stosunku do wartości RESPECT Index na zakończenie pierwszego dnia notowań indeksu (19 listopada 2009 r.).

⁵ W stosunku do ceny emisyjnej 2,98 zł stopa zwrotu w PGNiG od dnia debiutu wynosi 111%.

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.

Rekomendacje analityków wraz z ceną docelową w 2017 r.



Wskaźniki finansowe i giełdowe

Wskaźniki finansowe 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 ¹	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 ²	w mln zł	1 156	1 062	1 180	8,9%
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 zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej w zł.

² Kurs akcji według kursów zamknięcia.

³ Dywidenda z zysku za rok poprzedni.

Liczba rekomendacji

	2017	2016
Kupuj	15	13
Sprzedaj	4	9
Trzymaj	7	11

Rekomendacje dla akcji

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.).

Ratingi

Agencja ratingowa*	Rating	Perspektywa	Data ostatniej aktualizacji
Fitch Ratings	BBB-	stabilna	20.04.2017
Moody's Investors Service	Baa3	stabilna	16.05.2017

Dywidenda

Zarówno obowiązująca w 2016 r. strategia, jak i nowa Strategia Grupy PGNiG na lata 2017 - 2022 zakładają wypłatę do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy, przy czym zarząd PGNiG, rekomendując wypłatę dywidendy, każdorazowo bierze pod uwagę

bieżącą sytuację finansową Grupy PGNiG i jej plany inwestycyjne. Rozpoznanie zysków netto spółek zależnych w wyniku finansowym PGNiG będzie uwzględniane po wypłacie przez te spółki dywidend, co może powodować przesunięcie o rok w skali wypłaty zakładanego poziomu dywidendy.

Wyplacona 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%

Klienci

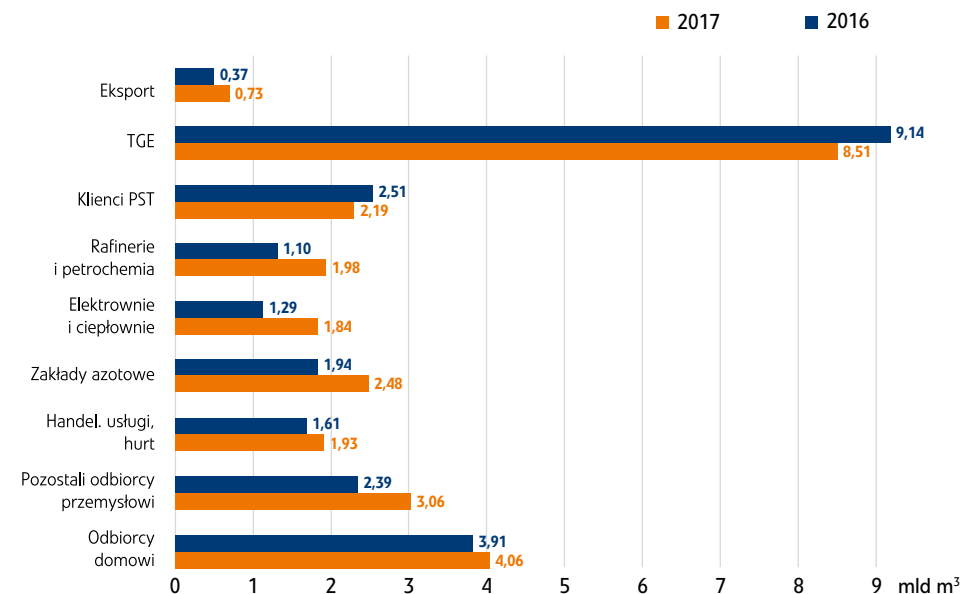
Sprzedaż i dystrybucja gazu

Grupa Kapitałowa PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na rosnącym polskim rynku gazu (CAGR +2,7% w latach 2005-2017).

Polska Spółka Gazownictwa ma dominujący udział na rynku, należy do niej 96% kra-

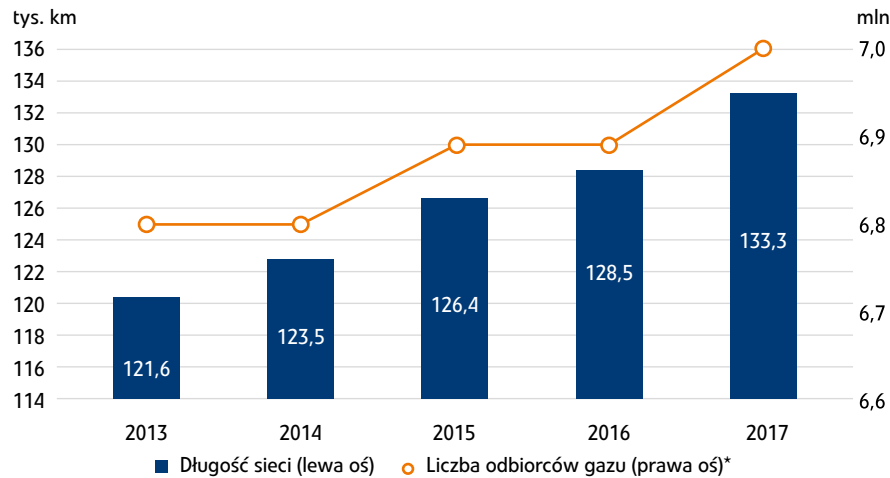
jowej sieci dystrybucyjnej oraz niemal 99% przyłączy. Dostarcza gaz od sprzedawców do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (gosp. domowych i przedsiębiorstw).

Grupa PGNiG* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



*Łączny wolumen sprzedaży gazu poza Grupą PGNiG obejmujący segmenty PiW i OiM.

Długość sieci własnych bez przyłączy (tys. km) oraz liczba odbiorców (mln)



* Odbiorca - każdy, kto otrzymuje lub pobiera paliwa gazowe na podstawie umowy ze sprzedawcą

Obrót hurtowy

W 2017 r. PGNiG zawarło szereg nowych kontraktów na sprzedaż gazu w kraju. 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 SA

21 czerwca 2017 r. PGNiG zawarło nowe Kontrakty Indywidualne na sprzedaż paliwa gazowego z Grupą Azoty SA 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 13 kwietnia 2016 r., zawartych pomiędzy spółkami Grupy Azoty SA a PGNiG, do 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 umożliwia ArcelorMittal Poland SA zakup paliwa gazowego na zasadach rynkowych w cenach powiązanych z indeksami giełdowymi.

KGHM Polska Miedź SA

PGNiG zawarło długoterminową Umowę ramową wraz z Kontraktami Indywidualnymi na dostawy gazu zaazotowanego do KGHM Polska Miedź SA. Kontrakty Indywidualne zawarte zostały z różnym okresem rozpoczęcia realizacji dostaw do punktów odbioru KGHM Polska Miedź SA, 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 SA

25 października 2017 r. PGNiG zawarło nowy Kontrakt Indywidualny z Grupą Lotos SA 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.

Polityka handlowa w segmencie klientów biznesowych

W pierwszej połowie 2017 r. wprowadzone zostały kolejne edycje programu „Elastyczna Cena” skierowane do największych klientów PGNiG Obrót Detaliczny. Obejmowały one okres kontraktowania na lata 2017, 2018 i 2019. Ponadto, wprowadzone zostały kolejne edycje programu „Stałe Oszczędności dla Biznesu” 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.

Sprzedaż LNG i CNG

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.

Oferta PGNiG dla klientów indywidualnych

W I połowie 2017 r. PGNiG OD dokonało rozliczenia akcji promocyjnej pn.: „Oszczędności dla Ciebie i Twojej firmy W4 – I edycja”. Promocją 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. Stale Niska Cena” skierowana była do klientów nie będących konsumentami (nowych oraz dotychczasowych).
2. Akcja rabatowa „Do roku bez abonamentu” (GAZEK), skierowana do nowych oraz dotychczasowych konsumentów i klientów nie będących konsumentami.

W efekcie w 2017 r., w segmencie klientów indywidualnych, pozyskano ok. 97,7 tys. nowych odbiorców produktu gazu ziemnego z grup taryfowych 1-4.

Satysfakcja klientów

Spółki obsługujące klientów detalicznych w Grupie 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 OD, 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.



Społeczności

(G4-26, G4-27)

Komunikacja społeczna i dialog przy inwestycjach

Zarządzanie relacjami z lokalnymi społecznościami

Społeczności lokalne są dla nas szczególnie interesariuszem. Nasze strategiczne podejście do zarządzania relacjami z tą grupą cechuje troska o odpowiadanie na realne potrzeby i oczekiwania indywidualnych środowisk, a także wspieranie ich rozwoju gospodarczego.

Współpraca z lokalnymi społecznościami stanowi jedną z podstaw Strategii zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialnego biznesu Grupy Kapitałowej PGNiG. Jednym z jej celów jest prowadzenie dialogu ze społecznością lokalną zgodnie z najlepszymi standardami wypracowanymi w branży i Grupie PGNiG.

Budując relacje ze społecznościami lokalnymi, spełniamy także wszelkie wymogi prawne nałożone na nas przez ustawodawcę. Staramy się wychodzić poza ramy prawne w zakresie dostępu do wiedzy i edukacji społeczności.

Dobry sąsiad

Na bieżąco staramy się identyfikować potrzeby i oczekiwania danej społeczności. Jeszcze przed pojawieniem się w wybranej lokalizacji, spotykamy się z władzami gminy i mieszkańcami, by odpowiadać na wszelkie pytania,

które mogłyby budzić ich wątpliwości. Do każdej społeczności podchodzimy bardzo indywidualnie – to jej potrzeby warunkują liczbę spotkań, dyżurów czy warsztatów prowadzonych lokalnie. W naszej pracy wykorzystujemy formy dialogu społecznego jako narzędzia umożliwiającego artikulację i poznawanie potrzeb oraz oczekiwań mieszkańców danego regionu.

Tworzymy dobre sąsiedztwo poprzez wspieranie szkół, budowę dróg, sponsoring istotnych wydarzeń w gminie. Nasze zarządzanie wpływem na społeczność lokalną to także prowadzenie odpowiednich działań informacyjnoedukacyjnych, które pozwalają mieszkańcom danych regionów zrozumieć naszą działalność.

Ważnym członkiem społeczności lokalnych są również nasi pracownicy, którzy pełnią funkcję nieformalnych ambasadorów Grupy PGNiG w terenie. To ich bezpośrednie zaangażowanie w lokalne inicjatywy, członkostwo w radach pracowniczych i związkach zawodowych ma bezpośrednie przełożenie na rozwój danej społeczności.

Działalność społeczna

Grupa PGNiG kreuje możliwości współpracy oraz buduje zrozumienie dla wzajemnych relacji i współzależności z poszczególnymi grupami interesariuszy.

Grupa PGNiG wpływa również na lokalne społeczności poprzez swoją działalność dobroczynną i charytatywną realizowaną głównie przez Fundację PGNiG SA im. Ignacego Łukasiewicza.

Działalność Fundacji opiera się na współpracy z partnerami programowymi oraz 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”, które realizuje razem ze spółkami Grupy PGNiG. W trzecim kwartale Fundacja rozpoczęła nowy, autorski program edukacyjny „Powietrze bez śmieci”.

Fundacja oraz spółki Grupy PGNiG również wspierały blisko 100 inicjatyw, m.in. 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”.

„Być jak Ignacy”

Fundacja od lat wspiera działania propagujące naukę, edukację oraz historię. Stąd też naturalnym krokiem stało się połączenie w jeden projekt pamięci o patronie Ignacym Łukasiewiczu, twórcy podwalin przemysłu naftowego nie tylko w Polsce, ale i na świecie z popularyzacją nauki. W ten sposób narodził się pomysł na program „Być jak Ignacy”, który jest realizowany od 2016 r. wspólnie z Grupą PGNiG.

Jest to program popularyzujący naukę wśród uczniów szkół podstawowych, a jednocześnie przybliżający najmłodszym 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 Lata z Radiem.

Program „Być jak Ignacy” ma honorowy patronat Ministerstwa Edukacji Narodowej oraz patronat medialny Polskiego Radia.

„Rozgrzewamy Polskie Serca”

„Rozgrzewamy Polskie Serca” - projekt Fundacji oraz innych podmiotów Grupy 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. Wspierano m.in. Powstańców Warszawskich, dofinansowując ich rachunki za gaz kwotą do 900 złotych rocznie.

W ramach programu „Rozgrzewamy Polskie Serca” i w odpowiedzi na potrzebę ochrony środowiska i ochrony pszczoł przed

(G4-S01)



wymarciem na terenie siedziby Centrali PGNiG powstała Edukacyjna Pasieka – Energia z Miodu. Obecnie liczy ona 15 uli i planowane jest ich podwojenie w sezonie 2018. Projekt obejmuje cykl szkoleń dla pracowników o pszczołach i pasiece w mieście. W kolejnym etapie zostanie przygotowany również cykl warsztatów dla dzieci i młodzieży z warszawskich szkół.

„Powietrze bez Śmieci”

Fundacja wraz ze spółkami z Grupy PGNiG prowadzi od 2017 r. działania edukacyjne na rzecz walki z problemem smogu w Polsce. Zainaugurowano program edukacyjny „Powietrze bez śmieci”, informujący Polaków o problemie smogu. W ramach przedsięwzięcia były prowadzone działania reklamowe, w mediach społecznościowych, a także została stworzona strona internetowa. Przeprowadzone zostały również dwa konkursy – pierwszy adresowany do gmin, gdzie mieszkańcy poprzez głosowanie mogli 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 Grupie 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.
- Lokalne konkursy dla uczniów szkół podstawowych, np. w Zielonej Górze zorganizowano konkurs „Dziedzictwo Łukasiewicza – produkty z ropy naftowej w życiu codziennym” dla klas 4-6.

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 SA im. Ignacego Łukasiewicza i innych podmiotów z Grupy PGNiG (w tym w szczególności spółek PGNiG, PGNiG TERMIKA SA i Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o.). Komunikacja o projektach csrowych Grupy PGNiG docierała do ponad 800 tysięcy użytkowników social mediów Fundacji.

Fundacja wraz ze spółkami Grupy PGNiG wsparła ponad 100 inicjatyw w 2017 r. w stosunku do blisko 80 inicjatyw z 2016 r.

Sponsoring

Grupa PGNiG od wielu lat prowadzi działalność sponsoringową, która przyczynia się do rozwoju kapitału społecznego. Grupa 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. Wspólnie z Fundacją PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza prowadzi program „Rozgrzewamy Polskie Serca”.

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.

Środowisko naturalne

(G4-EN3)

Biorąc pod uwagę współczesne wyzwania ochrony środowiska związane z wyczerpywaniem się zasobów naturalnych oraz możliwym zanieczyszczeniem poszczególnych elementów środowiska, Grupa Kapitałowa PGNiG podejmuje działania mające na celu minimalizację negatywnego wpływu na środowisko. Wsparciem w realizacji tych zamierzeń jest opracowywanie standardów technicznych dla realizacji prac w oparciu o obo-

wiązujące wymagania prawne, dobre praktyki przemysłu naftowego i gazowego, prewencję w ramach poszukiwań i wydobycia 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.

(G4-EN1)

Wykorzystywane materiały i surowce

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 Grupie PGNiG. Węgiel kamienny jest używany do produkcji energii elektrycznej i ciepła głównie w elektrociepłowniach Grupy 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 odsiar-

czania 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 Grupie PGNiG w latach 2015-2017

Zużycie energii	2017		2016		2015	
	Grupa PGNiG	PGNiG	Grupa PGNiG	PGNiG	Grupa PGNiG	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 Grupy 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 Grupy 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 Grupie PGNiG w podziale na źródło pochodzenia w latach 2015- 2017

(G4-EN8)

Wody (mln m ³)	2017		2016		2015	
	Grupa PGNiG	PGNiG	Grupa PGNiG	PGNiG	Grupa PGNiG	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 Grupy 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.

(G4-EN12)

Wpływ na bioróżnorodność

W 2017 r. Grupa PGNiG realizowała przedsięwzięcia, które znajdowały się w pobliżu obszarów chronionych i cennych przyrodniczo. Wszel-

kie 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.

(G4-EN15)

Bezpośrednia emisja CO₂ z instalacji Grupy PGNiG uczestniczących w EU ETS w latach 2016-2017

Nazwa instalacji EU ETS	2017			2016			
	numer KPRU	Przydział emisji [tys. Mg]	Emisja 2017 [tys. Mg]	Pozostało / (Brakuje) [tys. Mg]	Przydział emisji [tys. Mg]	Emisja 2016 [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 Wierchowice	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 SA EC „Moszczenica”	0083-05	49,7	77,3	(27,6)	61,4	86,1	(24,7)
PTEP SA EC „Zofiówka”	0084-05	147,1	235,2	(88,1)	167,7	264,0	(96,3)
PTEP SA EC „Pniówek”	0085-05	30,5	77,4	(46,9)	35,9	74,2	(38,3)
PTEP SA 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 Grupy PGNiG. W 2017 r. wielkość emisji dwutlenku węgla wyniosła 6 342 330 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 zmieniającą paliwo (przejście z węgla na spalanie gazu), co powinno obniżyć wielkość emisji gazów cieplarnianych. Z uwagi na tendencje do rocznego zmniejszania wysokości darmowych przydziałów uprawnień do emisji CO₂ istnieje konieczność ich dodatkowego zakupu.

Redukcja emisji gazów cieplarnianych

Grupa 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, przeladunku paliw oraz procesów technologicznych (spalanie gazów na pochodniach, upusty gazu, emisje pocho-

dzące 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

Działalność w zakresie poszukiwania i eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, dystrybucji gazu oraz prac modernizacyjno-remontowych i serwisowych 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.

(G4-EN19)

(G4-EN21)

Substancje zanieczyszczające emitowane do powietrza przez Grupę PGNiG w latach 2015-2017

Emisje gazów, pyłów i substancji (Mg)	2017		2016		2015
	Grupa PGNiG	PGNiG	Grupa PGNiG	PGNiG	Grupa 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

Ścieki	2017		2016		2015	
	Grupa PGNiG	PGNiG	Grupa PGNiG	PGNiG	Grupa PGNiG	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	

Ścieki wytwarzane przez jednostki Grupy 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 Grupy 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.

Grupy 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 Grupy PGNiG. Pozostałe odpady są oddawane do recyklingu wyspecjalizowanym firmom zewnętrznym.

Gospodarka odpadami

W działalności związanej z eksploatacją ropy naftowej i gazu ziemnego wytwarzane są odpady niebezpieczne i inne niż niebezpieczne. W 2017 r. wszystkie Spółki Grupy PGNiG raportowały spadek ilości wytwarzanych odpadów, głównie dzięki wprowadzeniu nowych technologii, a także stosowaniu ekologicznych materiałów i wyrobów. Spółki

Sposób zagospodarowania odpadów w Grupie 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	Grupa 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	Grupa 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	Grupa 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	Grupa 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	Grupa PGNiG	-	779,8	587,9	3,5	770,0	25,0
	PGNiG	-	505,3	554,0	-	14,0	25,0
Inne niż niebezpieczne	Grupa 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	Grupa PGNiG	-	1 314,1	77,2	-	-
	PGNiG	-	1 314,1	77,2	-	-
Inne niż niebezpieczne	Grupa PGNiG	-	92 131,3	9 527,6	-	53,6
	PGNiG	-	47 361,4	9 511,6	-	53,6
2016						
Odpady niebezpieczne	Grupa PGNiG	-	1 459,6	98,0	-	-
	PGNiG	-	1 459,6	-	-	-
Inne niż niebezpieczne	Grupa PGNiG	-	67 750,1	189,7	-	28 371,8
	PGNiG	-	58 710,9	-	-	28 371,8
2015						
Odpady niebezpieczne	Grupa PGNiG	-	2 897,3	331,6	-	-
	PGNiG	-	2 897,3	41,3	-	-
Inne niż niebezpieczne	Grupa PGNiG	-	68 523,3	15 399,9	-	58 236,9
	PGNiG	-	59 413,5	7 929,2	-	58 236,9

(G4-EN29)

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.

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.

(G4-EN34)

Zdarzenia ze skutkami dla środowiska

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. 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.

(G4-EN24)

Kary środowiskowe

Posiadanie aktualnych zezwoleń i decyzji na korzystanie ze środowiska to podstawa działalności spółek Grupy 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.

Skargi

W 2017 r. PGNiG prowadziła 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 Grupy 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 Grupie 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 Grupy PGNiG i wytypowania obszarów szcze-

gólnego 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 m.in. rozszczelnienie głowicy, rurociągów, wydmuchy.

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 wiertniczych i innych procesów technologicznych, w trakcie eksploatacji maszyn i urządzeń lub z powodu awaryjnego rozszczelnienia zbiorników magazynujących czy rurociągów.

(G4-EN31)

Nakłady finansowe na inwestycje środowiskowe w Grupie PGNiG w latach 2015-2017

	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 Grupie PGNiG zmalała w stosunku do poprzedniego roku. Modernizowano kotłownie oraz przeprowadzono termomodernizację budynków, co bezpośrednio wpływa na ochronę powietrza atmosferycznego. Grupa PGNiG TERMIKA, prowadząc modernizację swoich urządzeń wytwórczych, bierze udział w Krajowym Planie Inwestycyjnym 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 Grupy PGNiG TERMIKA zaplanowały nakłady na inwestycje środowiskowe w latach 2019-2021 w związku z wejściem w życie zaostrzonych wymogów środowisko-

wych wynikających z Konkluzji BAT w wysokości 1445,6 mln zł. Planowane inwestycje dotyczące źródeł istniejących stanowią przede wszystkim budowy urządzeń ograniczających emisję zanieczyszczeń (odazotowanie, odsiarczanie oraz odpylanie) do poziomów wymaganych w BAT.

Strategia



Misja i wizja



Zobacz również:
www.pgnig.pl/misja-i-strategia

Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017–2022 z perspektywą do 2026 r. zakłada osiągnięcie celu nadrzędnego, jakim jest wzrost wartości Grupy Kapitałowej PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej. Osiągnię-

cie tego celu wymaga budowy silnej pozycji konkurencyjnej Grupy PGNiG przy jednoczesnym zapewnieniu rozwoju rynku gazu w Polsce oraz dalszej gazyfikacji kraju.

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

<h2>Misja</h2> <p>Jesteśmy zaufanym dostawcą energii dla domu i biznesu</p>	<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 i efektywnie dostarczamy innowacyjne rozwiązania energetyczne</p>	<p>Odpowiedzialnie: działamy przejrzysto w oparciu o zasady odpowiedzialności społecznej</p> <p>Dostawca energii: 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>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>

Wyzwania

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

1. 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 Grupy 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.

2. Pogłębienie liberalizacji

W wyniku wprowadzenia tzw. „obligo 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.

3. Konieczność zmiany struktury portfela zakupu gazu z importu

Portfel pozyskania gazu Grupy 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 Grupę PGNiG oraz konkurentów niesie za sobą ryzyko presji cenowej.

W związku z powyższym, szczególnym obszarem aktywności Grupy 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.

4. Konieczność zmiany polityk i regulacji prawnych

Otoczenie regulacyjne, w którym działa Grupa 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 Grupy PGNiG.

Strategia Grupy PGNiG na lata 2017–2022

Z uwagi na zmiany w otoczeniu zewnętrznym i wewnętrznym opracowano nową Strategię Grupy Kapitałowej 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 Grupy PGNiG do 2022 r.

Z punktu widzenia uwarunkowań wewnętrznych istotną zmianą towarzyszącą przyjęciu Strategii jest zastosowanie nowego podejścia do zarządzania strategicznego w Grupie 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 Grupy 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). Grupy PGNiG stoi w obliczu ambitnego programu inwestycyjnego, który stanowić ma fundament dla długoterminowego i stabilnego wzrostu wartości.



Cele i aspiracje na lata 2017-2022

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:

 <p>Poszukiwanie i Wydobywanie Wzrost bazy zasobów i poziomu wydobycia węglowodorów</p>	<p>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;</p>
 <p>Obrót hurtowy Zdywersyfikowany i konkurencyjny portfel dostaw gazu ziemnego</p>	<p>budowa zdywersyfikowanego i konkurencyjnego portfela dostaw gazu ziemnego po 2022 r. oraz zwiększenie łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego o ok. 7%;</p>
 <p>Obrót detaliczny Utrzymanie pozycji rynkowej i maksymalizacja marży</p>	<p>maksymalizacja marży w obrocie detalicznym, przy utrzymaniu łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego na rynku detalicznym na poziomie ok. 67-69 TWh rocznie;</p>
 <p>Magazynowanie Zabezpieczenie dostępu do pojemności magazynowych</p>	<p>zabezpieczenie docelowych dostępnych pojemności magazynowych dostosowanych do popytu oraz poprawa efektywności obszaru magazynowania;</p>
 <p>Dystrybucja Przyspieszenie gazyfikacji kraju</p>	<p>budowa łącznie ponad 300 tys. nowych przyłączy gazowych oraz zwiększenie wolumenu dystrybucji gazu o ok. 16%;</p>
 <p>Energetyka i ciepłownictwo Wzrost wolumenu produkcji energii</p>	<p>zwiększenie wolumenu sprzedaży ciepła i energii elektrycznej o ok. 20%;</p>
 <p>Centrum korporacyjne Efektywny model operacyjny, rozwój B+R+I oraz CSR</p>	<p>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 Grupy PGNiG oraz budowę wizerunku Grupy.</p>



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

Perspektywa strategii	Cele strategiczne Grupy PGNiG	Aspiracje strategiczne 2017-2022
Finanse	Wzrost wartości Grupy 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

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 zł:

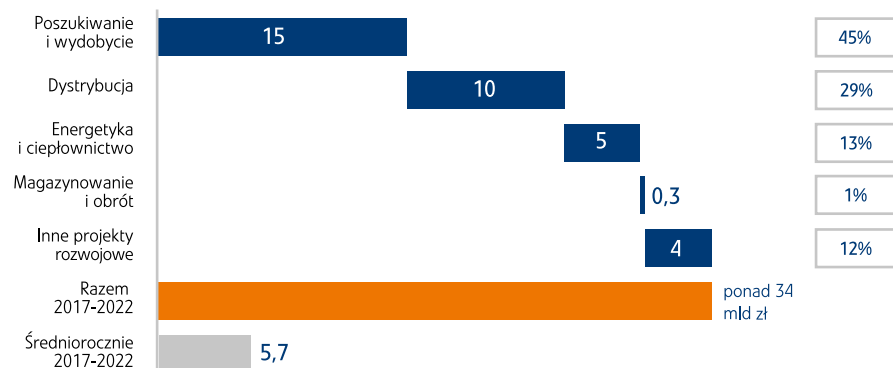
- blisko połowa nakładów inwestycyjnych (45%) dotyczyć będzie obszaru poszukiwania i wydobycia węglowodorów,
- prawie 30% nakładów zostanie przeznaczonych

nych na rozwój działalności dystrybucyjnej,

- ok. 13% nakładów związane będzie z obszarami elektroenergetyki i ciepłownictwa,
- dodatkowo, ok. 12% nakładów zostanie przeznaczonych na inne, selektywnie wybierane projekty rozwojowe, cechujące się atrakcyjną stopą zwrotu m.in. w obszarach dystrybucji, obrotu, elektroenergetyki i ciepłownictwa.

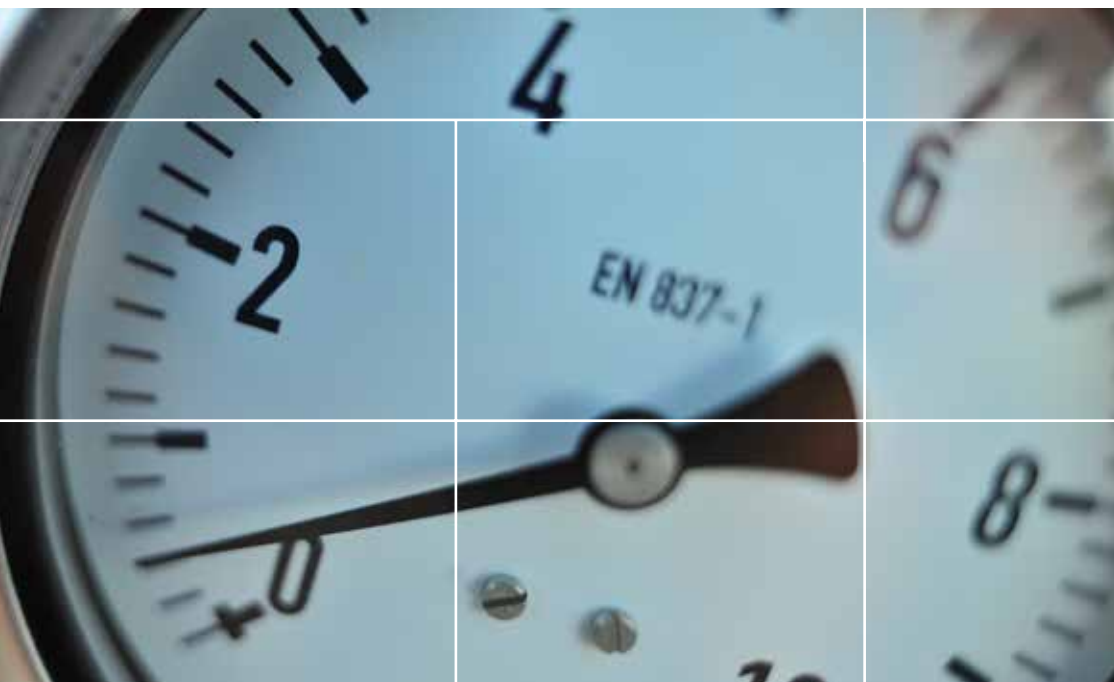
Planowane nakłady inwestycyjne w latach 2017-2022

mld zł

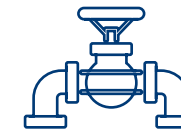


Program inwestycyjny umożliwi wygenerowanie skumulowanego wyniku EBITDA Grupy na poziomie ok. 33,7 mld zł w latach 2017-2022 i perspektywiczny wzrost wyniku EBITDA Grupy do średniorocznego poziomu ok. 9,2 mld zł w latach 2023-2026. Jednocześnie, poziom

zadłużenia netto w relacji do wyniku EBITDA powinien pozostać w całym okresie objętym Strategią na poziomie poniżej 2,0, przy utrzymaniu dotychczasowej polityki dywidendowej, zakładającej wypłatę do 50% skonsolidowanego zysku netto Grupy.



Strategia w działaniu



Kierunki

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.

Poszukiwanie i wydobywanie

Zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów węglowodorów

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 wydobywanie) na poziomie zbliżonym do 2016 r. - w przedziale od ok. 27 do ok. 34 mln boe rocznie.

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.

Obrót i Magazynowanie

Obrót hurtowy: Dywersyfikacja kierunków dostaw gazu

Na pozycję Grupy PGNiG negatywnie wpływa 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 Grupy PGNiG jest budowa portfela pozyskania gazu z wykorzystaniem planowanej infrastruktury przesyłowej na trasie Norwegia – Dania – Polska, 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 obecności PGNiG na światowym rynku LNG. Planowane jest badanie możliwości kontraktacji LNG z nowych kierunków (np. Ameryka Północna, Australia, Afryka) oraz rozsze-

zenie 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.

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

Nadrzędnymi celami strategicznymi spółki PGNiG Obrót Detaliczny 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 zatwierdzenia taryf dla klientów instytucjonalnych – w efekcie ok. 50% wolumenu sprzedaży PGNiG OD zostało zwolnione z taryfikacji.

Magazynowanie: Wzrost dostępnych pojemności magazynowych

Działalność Grupy 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.

Dystrybucja

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 wyda-

Uwolnienie cen sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych

Ok. 50% wolumenu sprzedaży PGNiG OD zostało zwolnione z taryfikacji

wania decyzji w sprawie warunków przyłączenia, skrócenie czasu realizacji przyłączeń), 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).



Więcej o projekcie Baltic Pipe na str. 21.

Weryfikacja strategii PSG wdrożonej w lipcu 2016 r.

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 całej Grupy PGNiG.

Wytwarzanie

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 Grupa 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 Grupy 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.

Pozostałe segmenty

Efektywny model operacyjny, rozwój B+R+I oraz CSR

Obszar ten będzie dążyć do budowania sprawnego modelu organizacji i zarządzania Grupą PGNiG, która jest grupą bardzo złożoną i kompleksową. Trzy podstawowe aspiracje tego obszaru to zwiększenie potencjału rozwojowego Grupy PGNiG w obszarze badań, rozwoju i innowacji, poprawa efektywności operacyjnej Grupy PGNiG oraz poprawa wizerunku Grupy PGNiG.

Strategia Zrównoważonego Rozwoju Grupy na lata 2017-2022

W kwietniu 2017 r. Zarząd Grupy Kapitałowej 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”.

Świadomość oddziaływania na otoczenie oraz odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne są fundamentami Strategii CSR, która dobrze wykorzystuje to, że kwestie odpowiedzialności społecznej w Grupie są zakorzenione w jej systemie wartości. Poniżej prezentowane są priorytety Strategii CSR.

Bezpieczeństwo energetyczne kraju

Działalność biznesowa Grupy PGNiG wpływa bezpośrednio na bezpieczeństwo energetyczne. Jest to jeden z kluczowych oddziaływań Grupy PGNiG na codzienność funkcjonowania polskiej gospodarki. Wyznaczony został cel dotyczący bezpieczeństwa energetycznego – zapewnienie klientom dostępu do gazu ziemnego, energii elektrycznej i ciepła w oparciu o zdyweryfikowane źródła i kierunki dostaw gazu ziemnego. Wiąże się to z dążeniem Grupy PGNiG do rozwoju wydobycia gazu ziemnego, ropy naftowej i magazynowania gazu oraz zapewniania dostępu do tych produktów klientom. W tym momencie wymiaru CSR-owego nabierają kluczowe projekty biznesowe

związane z poszukiwaniem i wydobyciem oraz pozyskiwaniem gazu, czy bieżąca produkcja ciepła i energii elektrycznej realizowana przez spółki PGNiG TERMIKA.

Środowisko i jego ochrona

Działalność gospodarcza wykonywana przez spółki Grupy PGNiG wiąże się z oddziaływaniem na środowisko. Mając na uwadze współczesne wyzwania ochrony środowiska, związane z wyczerpywaniem się zasobów naturalnych oraz możliwym zanieczyszczeniem poszczególnych elementów środowiska, PGNiG podejmuje działania w kierunku minimalizacji negatywnego wpływu. Wyzwaniem w tym obszarze jest również ścisła współpraca i kontrola przestrzegania stawianych wymagań środowiskowych wykonawcom prac, współpraca z organami administracji państwowej, samorządami i lokalną społecznością. Dodatkowo PGNiG rozpoczyna działania mające na celu podniesienie efektywności energetycznej, takie jak wdrożenie i utrzymanie systemu zarządzania energią.

Spółeczność lokalna

PGNiG tworzy partnerskie relacje z przedstawicielami społeczności lokalnej, administracją oraz dostawcami i wykonawcami na rzecz realizacji wspólnych celów. Ważnym elementem

jest ustrukturyzowanie prowadzonych działań w zakresie zaangażowania społecznego, co pozwoli jej na jeszcze lepsze odpowiadanie na potrzeby swoich interesariuszy.

Satysfakcja klienta i rozwój oferty

Troska o klienta i jego satysfakcję jest jednym z głównych kierunków działań podejmowanych przez spółki z Grupy PGNiG. Utrzymanie dotychczasowych oraz pozyskanie nowych klientów to temat istotny dla każdej branży. Z perspektywy odpowiedzialnego biznesu Grupa ma dbać o dostępność, jakość, jasność i klarowność relacji z klientami. Planowane inicjatywy w ramach niniejszego kierunku strategicznego są związane również z budowaniem transparentnej i wiarygodnej marki.

Troska o bezpieczeństwo, stabilność i rozwój pracowników

Strategia CSR Grupy PGNiG wspiera wszystkie inicjatywy nastawione na pracowników, którzy są kluczowym fundamentem, stanowiącym o wartości firmy i skuteczności jej rozwoju. Przyczyniają się one do budowania kultury zaangażowania pracowników w pracę i rozwój organizacji. Jednym z kluczowych działań w zakresie troski o pracowników są kwestie związane z bezpieczeństwem i higieną pracy, relacjami pracowniczymi, poprawą komunikacji wewnątrz Grupy czy wzmacnianiem kompetencji specjalistów i kadry menedżerskiej.

Innowacje dla rozwoju

Inwestycje w innowacje i nowoczesne rozwiązania zwiększają efektywność działań biznesowych, przyczyniają się do wzrostu potencjału biznesowego całej Grupy PGNiG oraz pomagają zminimalizować negatywny wpływ działalności Grupy PGNiG na otoczenie. Impulsem wzrostu organizacji mogą stać się innowacje oparte na solidnym fundamencie, tworzonemu na bazie

wiedzy, edukacji oraz działalności badawczo-rozwojowej. Właśnie dlatego jednym z priorytetów Strategii CSR jest rozwój współpracy ze światem nauki, a także wsparcie i inicjowanie rozwoju start-upów oraz małych i średnich przedsiębiorstw.

System wartości jako podstawa działania

Celem programu etycznego jest zapewnienie dbałości o przestrzeganie zasad etyki oraz wzmacnianie kultury korporacyjnej w Grupie PGNiG poprzez wskazywanie zachowań, które są pożądane w spółkach, jak również tych, które nie będą akceptowane. Zasady etyki określone są w Kodeksie etyki Grupy PGNiG i w Zasadach dobrych praktyk menadżera Grupy PGNiG.

Na Kodeks etyki Grupy 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 Grupy 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 Grupy 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 Grupy 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 Grupy PGNiG. W Grupie PGNiG powołanych jest 10 osób do pełnienia tej funkcji.

Etycy 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 przekazywanie wiedzy etycznej swoim podwładnym.

W Grupie PGNiG nie odnotowano oficjalnych zgłoszeń nadużyć etyki. Podobnie było w większości spółek Grupy posiadających swoich etyków. W PSG, posiadającej najwięcej pracowników w Grupie PGNiG, zarejestrowano przez cały rok 60 zgłoszeń. Sprawy zgodnie z obowiązującym w spółce Zasadami stosowania etyki i Kodeksem etyki były rozpatrywane przez etatowych 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).



Cele strategiczne

Obszar	Temat	Cel strategiczny
Rynek	Bezpieczeństwo energetyczne kraju	Zapewnienie klientom dostępu do gazu ziemnego, energii elektrycznej i ciepła, w oparciu o zdyswersyfikowane źródła i kierunki dostaw gazu ziemnego.
	Ochrona środowiska	Efektywna dbałość o kwestie środowiskowe we wszystkich obszarach prowadzonej działalności. Poprawa efektywności energetycznej w całym łańcuchu wartości Grupy PGNiG
Otoczenie	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 Grupie 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 Grupy 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.

Ryzyka w obszarze zrównoważonego rozwoju

Obszar	Ryzyko	Sposób zarządzania ryzykiem w Grupie PGNiG
Bezpieczeństwo energetyczne kraju	Opóźnienie prac poszukiwawczych i wydobywczych	<ul style="list-style-type: none"> Staly monitoring statusów projektów Podjęcie decyzji przez Operatora koncesji niezbędnych działań zaradczych
	Zakłócenia w dostawach gazu	<ul style="list-style-type: none"> Staly 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
Spółeczeństwo	Ryzyko relacji z klientami	<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	Odejście z pracy osób o wysokich kwalifikacjach	<ul style="list-style-type: none"> Isasne zasady wynagradzania pracowników Stale 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.
Etyka	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, załączniki do umów zbiorowe
	Ryzyko nadużyć (mobbings, molestowanie)	<ul style="list-style-type: none"> Szkolenia dla pracowników i kadry menedżerskiej System zarządzania programem etycznym Kodeks etyki z wzorcami postaw Funkcjonowanie etyków w Grupie PGNiG, w tym Pełnomocnika ds. etyki w PGNiG
Etyka	Ryzyko korupcji	<ul style="list-style-type: none"> Przestrzeganie zasad Kodeksu etyki Realizowanie Polityki antykorupcyjnej i prezentowej Szkolenia pracowników z tego zakresu Staly 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
Etyka	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 Grupy PGNiG

Działalność w 2017 roku



Podsumowanie 2017 roku

PGNIG NA GPW

5,6 EV/EBITDA	12,4 P/E	1,1 P/BV	21,8 mln zł średnia dzienna wartość obrotów	5 największa spółka na GPW*	36,3 mld zł kapitalizacja rynkowa
-------------------------	--------------------	--------------------	---	--	---

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

GRUPA PGNIG W 2017 R.

35,9 mld zł przychody ze sprzedaży	6,6 mld zł EBITDA
2,9 mld zł zysk netto	24,7 tys. liczba pracowników
3,9 mld zł EBIT	48,2 mld zł suma bilansowa
8,6% ROE	6,0% ROA



POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE

1,3 mln ton wydobycie ropy naftowej, kondensatu i NGL	4,5 mld m³ 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	



OBRÓT I MAGAZYNOWANIE

26,8 mld m³ wolumen sprzedaży gazu
8,5 mld m³ wolumen sprzedaży gazu na TGE
13,7 mld m³ wolumen importu gazu
3,0 mld m³ pojemności magazynów



DYSTRYBUCJA

7 mln liczba klientów
1 479 liczba zgazyfikowanych gmin
11,6 mld m³ wolumen dystrybucji gazu
183 tys. km długość sieci dystrybucyjnej z przyłączami



WYTWARZANIE

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

Inwestycje w 2017 r.

W 2017 r. nakłady inwestycyjne Grupy Kapitałowej 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 Grupy PGNiG przedstawia poniższa tabela.

Nakłady inwestycyjne ¹ poniesione na rzeczowe aktywa trwałe Grupy PGNiG w 2017 r.	2017	2016 ²	Stopień wykonania planu 2017 ³
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. skapitalizowane 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



Przewidywana sytuacja finansowa

Na sytuację finansową Grupy Kapitałowej 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 Grupę PGNiG w segmentach Poszukiwanie i Wydobywanie oraz Obrót i Magazynowanie.

Zmiana notowań cen węglowodorów przekłada się na przychody ze sprzedaży realizowane przez podmioty Grupy PGNiG zajmujące się wydobywaniem oraz ma wpływ na poziom popytu na usługi sejsmiczne i poszukiwawcze świadczone przez spółki Grupy 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 przeciwnie 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 Grupę PGNiG. Zależność ta może ulec zmianie za sprawą wyroku Trybunału Arbitrażowego w Sztok-

holmie w kwestii dotyczącej stosowanej w kontrakcie jamalskim formuły cenowej.

Na wyniki realizowane przez Grupę PGNiG istotny wpływ będzie miała także sytuacja na krajowym rynku walutowym. Umacnianie się złotego względem walut obcych (głównie względem dolara amerykańskiego) będzie oddziaływać pozytywnie na wyniki segmentu Obrót i Magazynowanie, obniżając koszt importu gazu ziemnego przez Grupę PGNiG, przy czym należy zaznaczyć, iż w wyniku prowadzonej przez spółki Grupy PGNiG polityki zabezpieczeń, wpływ zmian kursów walutowych na wyniki jest optymalizowany.

Na sytuację finansową Grupy PGNiG wpłynę 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 Grupy 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 Grupy 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 Grupę PGNiG.

W przypadku segmentu Wytwarzanie ważnym z punktu widzenia działalności Grupy PGNiG będzie kształt programów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysoko-sprawnej 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 Grupy 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 Grupa 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 Grupy 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

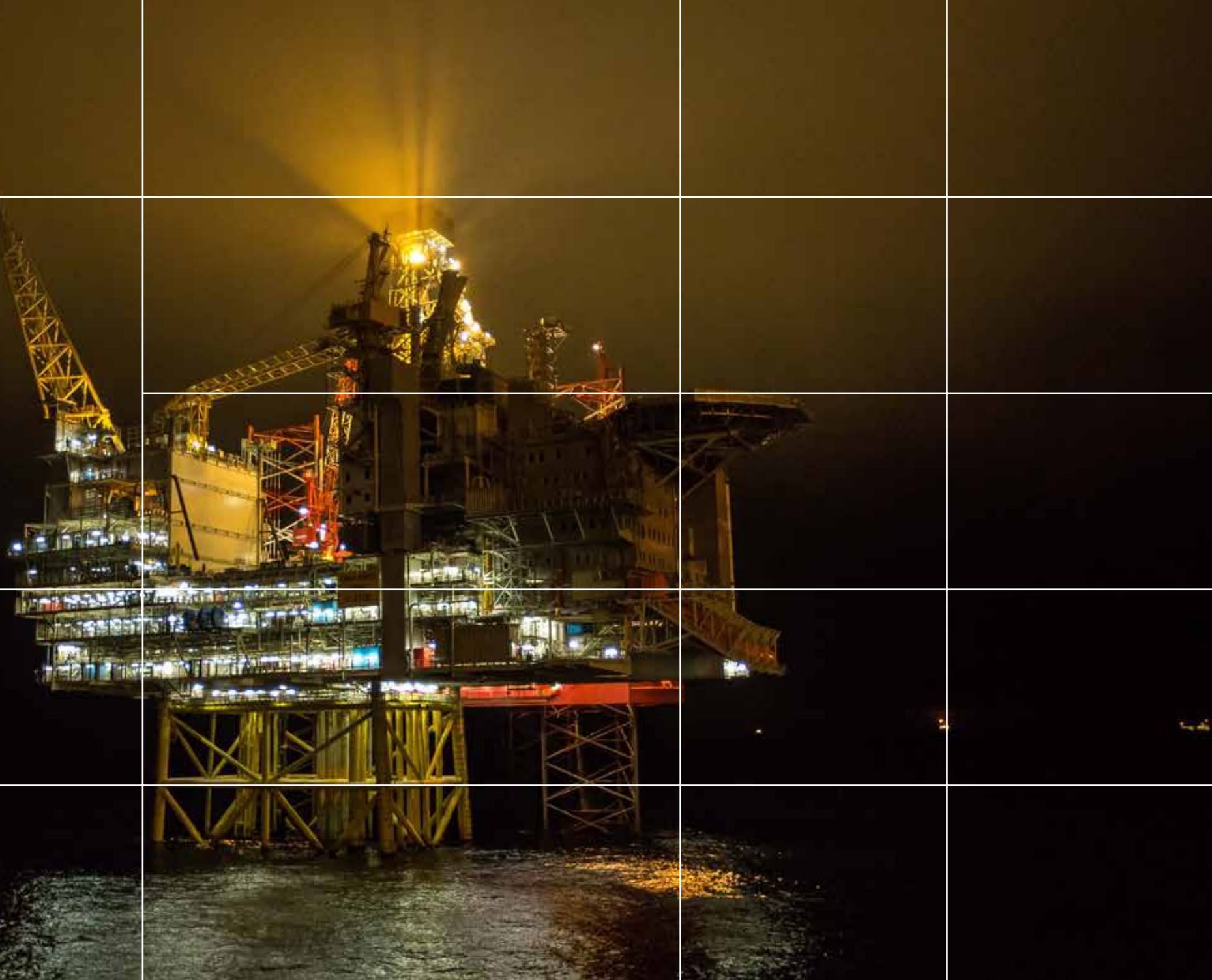
1) w tym m.in. skapitalizowane koszty finansowania zewnętrznego

2) planowane nakłady nie uwzględniają wydatków na potencjalne akwizycje

Powyższe wartości nie obejmują potencjalnych wydatków na akwizycje złóż węglowodorów lub akwizycje w sektorze elektroenergetycznym. Grupa 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 Grupa PGNiG posiada wystarczające środki finansowe na realizację planowanych zamierzeń inwestycyjnych.

Poszukiwanie i Wydobywanie



Poszukiwanie i Wydobywanie

PGNiG Upstream
Norway AS - dawniej
PGNiG Upstream
International AS.

Zobacz również:
www.norway.pgnig.pl

Zobacz również:
www.exalo.pl

Zobacz również:
www.geofizyka.pl

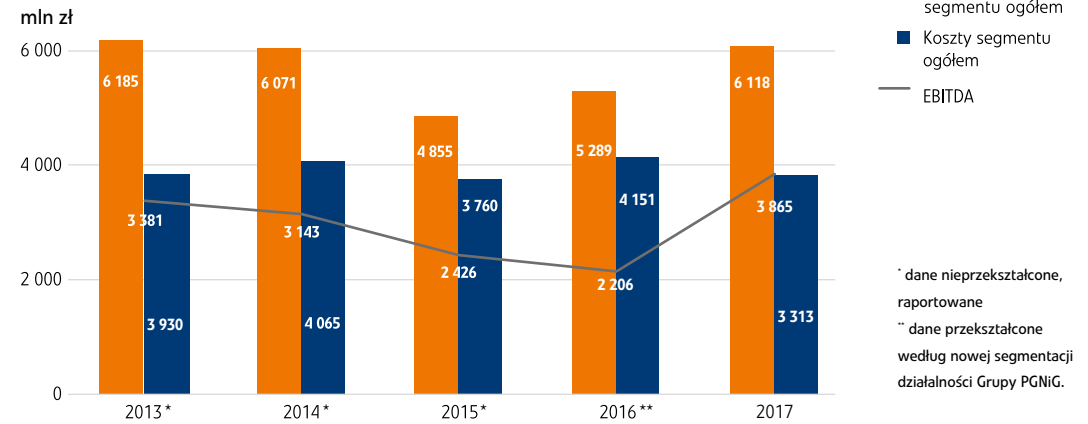
Opis segmentu

Podstawową działalnością segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania oraz wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Prace

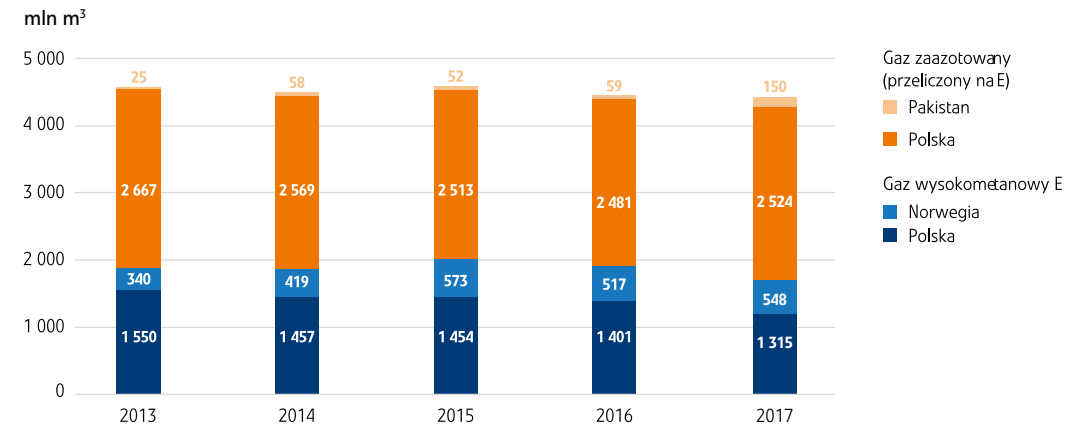
te segment prowadzi we własnym zakresie oraz we współpracy z partnerami na podstawie umów o wspólnych operacjach.

Spółki segmentu: PGNiG SA, PGNiG Upstream Norway AS, PGNiG Upstream North Africa B.V., EXALO Drilling SA, GEOFIZYKA Toruń sp. z o.o., GEOFIZYKA Kraków sp. z o.o. w likwidacji.

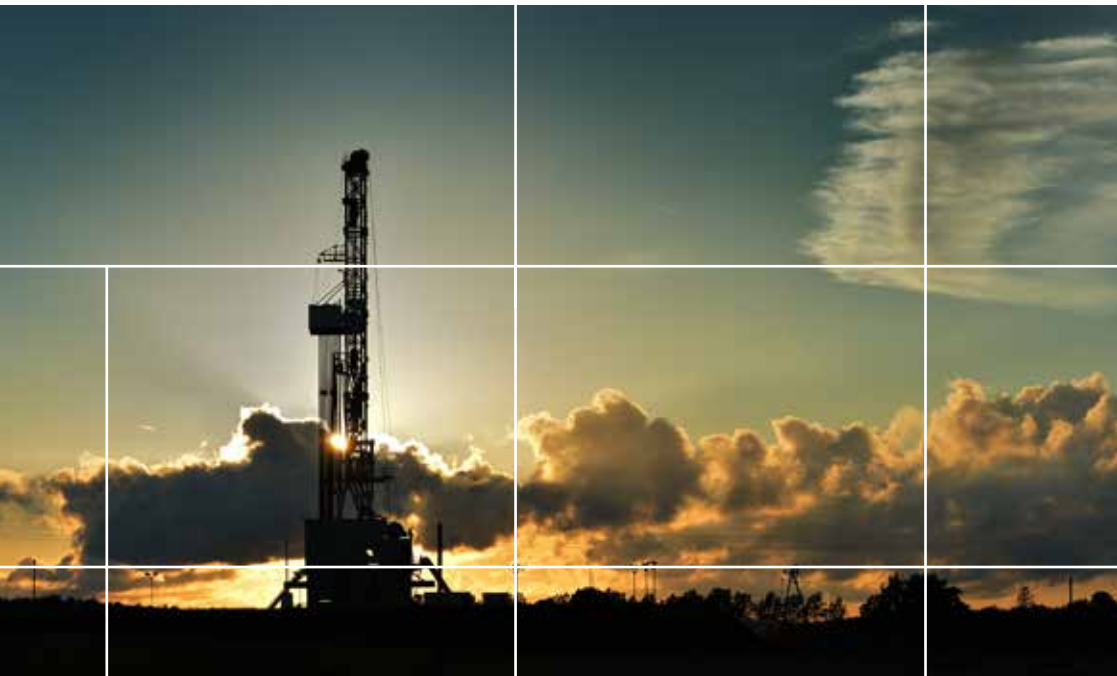
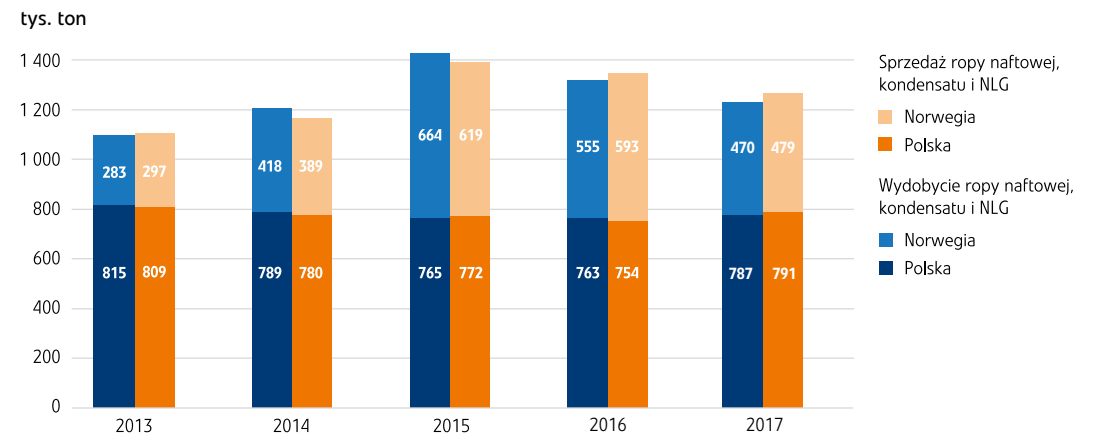
Segment w liczbach



Wydobycie gazu ziemnego w Grupie Kapitałowej PGNiG



Ropa naftowa, kondensat i NGL w Grupie PGNiG



Segment Poszukiwanie i Wydobycie na koniec 2017 r. zanotował zysk na działalności operacyjnej w wysokości 2 805 mln zł.

Zysk na działalności operacyjnej 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 Grupa 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.

Działalność w 2017 r.

Działalność w Polsce

Koncesje krajowe

Według stanu na 1 stycznia 2017 r. Grupa PGNiG była 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 oczekują na przedłużeniu. Złożono również do zatwierdzenia 17 dodatków do projektów geologicznych.

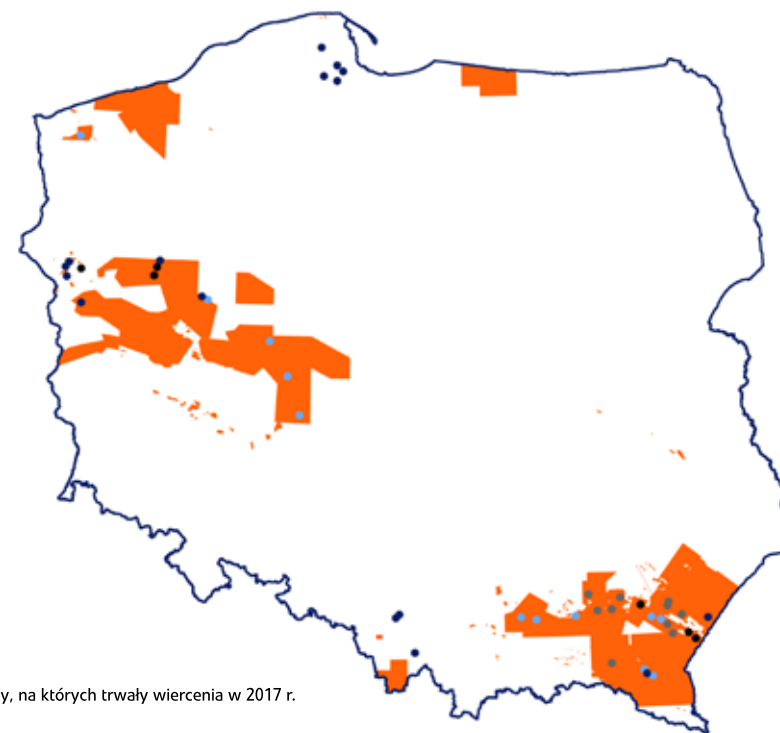
Na dzień 31 grudnia 2017 r. liczba posiadanych krajowych koncesji eksploatacyjnych wyniosła 213. W 2017 r. PGNiG nie przyznano nowych koncesji, 26 koncesji zostało zmienionych, a 12 koncesji zostało wygaszonych.

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.

Koncesje i odwierty w 2017r.



Odwierty, na których trwały wiercenia w 2017 r.

- eksploatacyjne
- poszukiwawcze
- rozpoznawcze
- rekonstrukcyjne, zabiegi intensyfikacyjne, próby złożowe, likwidacje
- koncesje poszukiwawcze i eksploatacyjne

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.

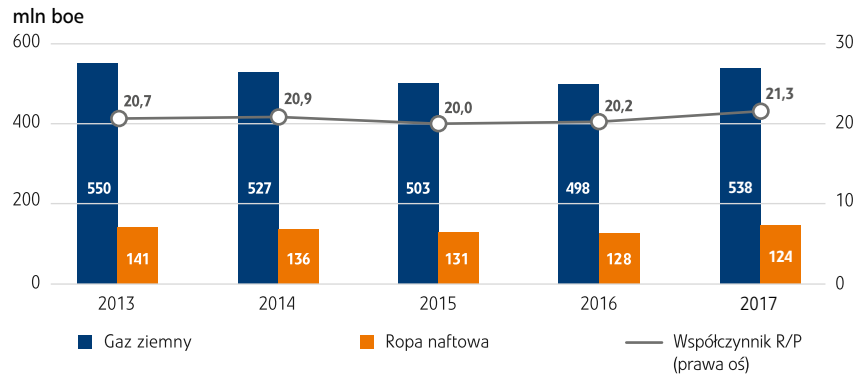
Liczba kopalni

	Sanok	Zielona Góra
Kopalnie gazu ziemnego	18	11
Kopalnie ropy naftowej	5	2
Kopalnie ropy naftowej i gazu ziemnego	13	5
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.

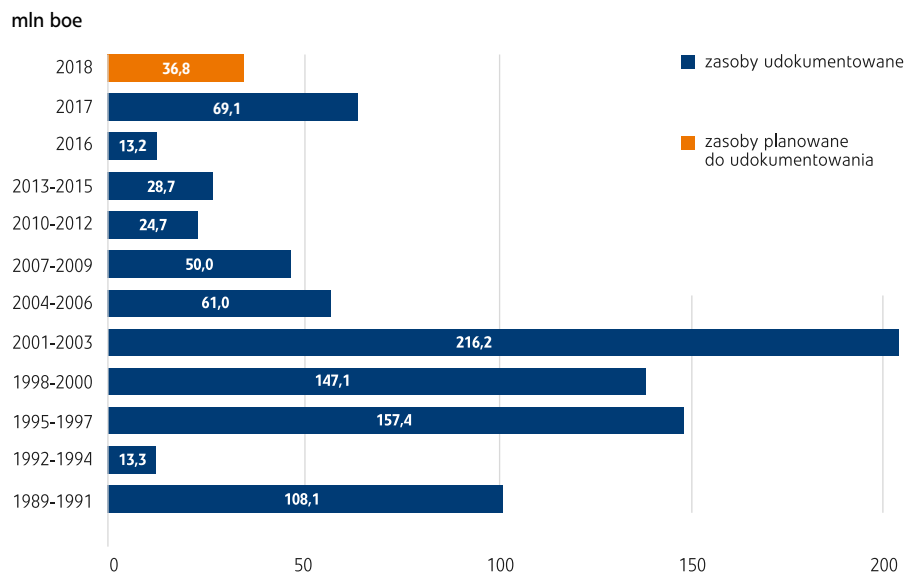
W 2017 r. PGNiG współpracowało z innymi podmiotami na obszarach koncesyjnych PGNiG, FX Energy Poland sp. z o.o., LOTOS Petrobaltic SA i ORLEN Upstream sp. z o.o. Ponadto, we współpracy z innymi podmiotami, PGNiG prowadziło prace poszukiwawcze w Pakistanie i Norwegii

Udokumentowane zasoby wydobywalne w Polsce w latach 2013-2017



Zasoby wydobywalne - wartości odpowiadające prawdopodobieństwu (odpowiednio 90%, 50% i 10%), że wartość wyniku wielkości zasobów prognostycznych złóż gazu jest większa od wyliczonej.

Zasoby udokumentowane i planowane do udokumentowania w latach 1989-2018



Sprzedaż 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 ropny, 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. 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.

Kolejne dostawy ropy naftowej (67% sprzedaży) były realizowane do Grupy LOTOS SA – Rafineria w Gdańsku oraz do spółki Orlen Południe SA Zakład Trzebinia (Grupa PKN Orlen). Transportem samochodowym (5% sprzedaży) PGNiG dostarczało surowiec do Orlen Południe SA Zakład Jedlicze. W 2017 r. dostawy ropy były realizowane również transportem rurociągowym (28% sprzedaży) do firmy TOTS TOTAL Oil Trading SA 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), Kramarzędka 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.

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. 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. 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.

Działalność zagraniczna

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 wydobyciem węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog oraz zagospodarowaniem

Sejsmika 2D - badania metodą refleksyjną w wyniku rejestracji fal sejsmicznych wzbudzonych punktowo i rejestrowanych wzdłuż wyznaczonej linii.

Sejsmika 3D - badania sejsmiczne, w wyniku rejestracji fal sejsmicznych wzbudzonych punktowo i ich odbierania na określonym obszarze.

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 wydobycie 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 wydobycia od 2020 r.

W 2017 r. ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog PGNiG UN wydobyci 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 wydobycia 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 zrekompensowany wyższym poziomem produkcji z innych złóż oraz zwiększoną regularnością wydobycia z pozostałych odwiertów na złożu Skarv.

Zgodnie z przyjętą Strategią Grupy PGNiG, PGNiG UN prowadziło analizy innych projektów, które mogą doprowadzić do dalszego wzrostu wydobycia. PGNiG UN nabyło 20% udziałów w licencji PL433, zawierającej złożo kondensatowo-gazowe Fogelberg (trwa proces zatwierdzenia transakcji przez władze norweskie). 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.

W ciągu dwóch lat partnerzy koncesyjni wykonają stosowne analizy geologiczne i geofizyczne, których celem będzie dokładne oszacowanie potencjału naftowego objętych koncesjami obszarów. Po tym okresie zostaną podjęte decyzje o wierceniu otworów poszukiwawczych lub zwolnieniu koncesji bez wykonywania wierceń (drill or drop decision). 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.

PGNiG UN wspólnie z partnerami kontynuowało również prace na pozostałych koncesjach poszukiwawczych. Spółka prowa-

dziła 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 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.

FPSO (ang. Floating Production, Storage and Offloading Unit) - Pływający Punkt Produkcji, Przechowywania i Załadunku. Jednostka pływająca przeznaczona do wydobycia, przechowywania i przeładunku ropy naftowej ze złóż podmorskich.

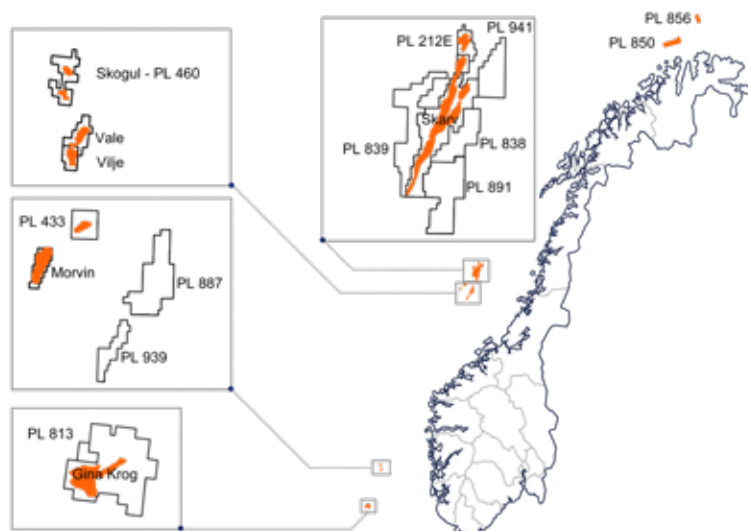
boe (ang. barrel of oil equivalent) - ekwiwalent baryłki ropy naftowej, 1 baryłka to ok. 0,136 tony.



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.

Zobacz również:
www.npd.no/en/Licensing-rounds/

Portfel koncesji posiadanych przez PGNiG UN w styczniu 2017 r.



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)				
PL212 (Skarv)		15%	Poszukiwawcza /zagospodarowanie	Produkcja, zagospodarowanie
PL212B (Skarv)	BP	(11.9175% w projekcie)	/Produkcja	złoża Ærfugl, poszukiwania, planowany odwiert w 2018 r.
PL262 (Skarv)				
PL460 (Skogul)	Aker BP	35%	Zagospodarowanie	Zagospodarowanie (Planowana produkcja od 2020)
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 (Prinsesse)	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

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 wydobywco transportowe dla kolejnych odkryć w regionie.

Złoże Ærfugl – złożo 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. Wydobycie 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 złoża 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. Złoże 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

Złoże Vale jest złożem gazowo-kondensatowym zlokalizowanym na obszarze Morza Północnego. Złoże 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

Złoże 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.

Ropa naftowa sprzedawana jest bezpośrednio ze złóż spółkom Shell International Trading and Shipping Company Ltd (ze złóż Skarv, Vilje, Vale i Gina Krog) i TOTS Total Oil Trading SA (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.

NGL (ang. natural gas liquids) - kondensat gazu ziemnego.

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: 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. 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 Upstream North Africa 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 węgłębne 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.

Prace sejsmiczne

W 2017 r. Grupa 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 Grupa PGNiG realizowała kontrakty w Polsce, Pakistanie i Maroku.

Inwestycje w 2017 r.

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 najwięcej przeznaczono na otwór rozpoznawczy Kramarzówka: 75 mln zł) oraz na prace sejsmiczne i geofizyczne (z czego najwięcej na sejsmikę 3D w rejonie Rybotycze-Fredropol: 51 mln zł). Łącznie na poszukiwania w kraju i za granicą PGNiG przeznaczyło 475 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. 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.

Ryzyka

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.



Istotne projekty inwestycyjne

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.

Wielkości zasobów i prognozy wydobywania są obciążone 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 wydobywanie 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 wydobywania może prowadzić do zmniejszenia przychodów, a przez to wpłynąć negatywnie na wyniki ekonomiczne Grupy PGNiG.

Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka:

●●●●● niskie
●●●●● średnie
●●●●● wysokie

Istotność ryzyka:

●●●●● niska
●●●●● średnia
●●●●● wysoka

Ryzyko w stosunku do 2016 r.:

↗ wzrosło
→ utrzymało się
↘ spadło



Zobacz również:
www.pogc.ly/libya

6,96 mld
m³


Zasoby gazu ziemnego
na złożu Rehman

2,44 mld
m³

Zasoby gazu ziemnego
na złożu Rizq

150 mln
m³

Wydobywanie gazu ze złóż
Rehman i Rizq w 2017 r.

 Tight gas - gaz ziemny w izolowanych porach skalnych, np.: piaskowcach lub skałach węglanowych o niskiej przepuszczalności.

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 wydobywania gazu oraz wysokich nakładów inwestycyjnych na wiercenia otworów i budowę kopalni.

Konkurencja



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 Grupy PGNiG, zwłaszcza działający globalnie, posiadają silną pozycję rynkową oraz większe niż Grupa 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 Grupy PGNiG. Przewaga ta jest szczególnie istotna na arenie międzynarodowej.

Opóźnienia prac



Uzyskanie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziem-

nego, 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. 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



Dostosowanie do regulacji ochrony środowiska w Polsce i za granicą może znacząco zwiększyć koszty działalności Grupy 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 zaostrzenie przepisów ograniczających realizację przedsięwzięcia mogącego mieć wpływ na obszar Natura 2000. Zwiększyła też wymagania w dziedzinie ochrony środowiska naturalnego w zakresie wchodzenia na tereny występowania chronionych gatunków roślin oraz siedlisk chronionych zwierząt. Również w krajach, gdzie Grupa PGNiG prowadzi działalność poszukiwawczą, widoczna jest tendencja do zaostrzania 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



Ekspluatowane 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 siarkowodor. 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


– Grupa PGNiG




W państwach, w których Grupa 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 Grupy 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 niepokoju społecznego 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.

 Natura 2000 - sieć obszarów określonych typów siedlisk przyrodniczych oraz gatunków, które uważa się za cenne i zagrożone w skali całej Europy, zajmujących prawie 20% powierzchni lądowej Polski.

 Daily Rate - system rozliczania wykonawców za prace wiertnicze na wykonanie otworu.

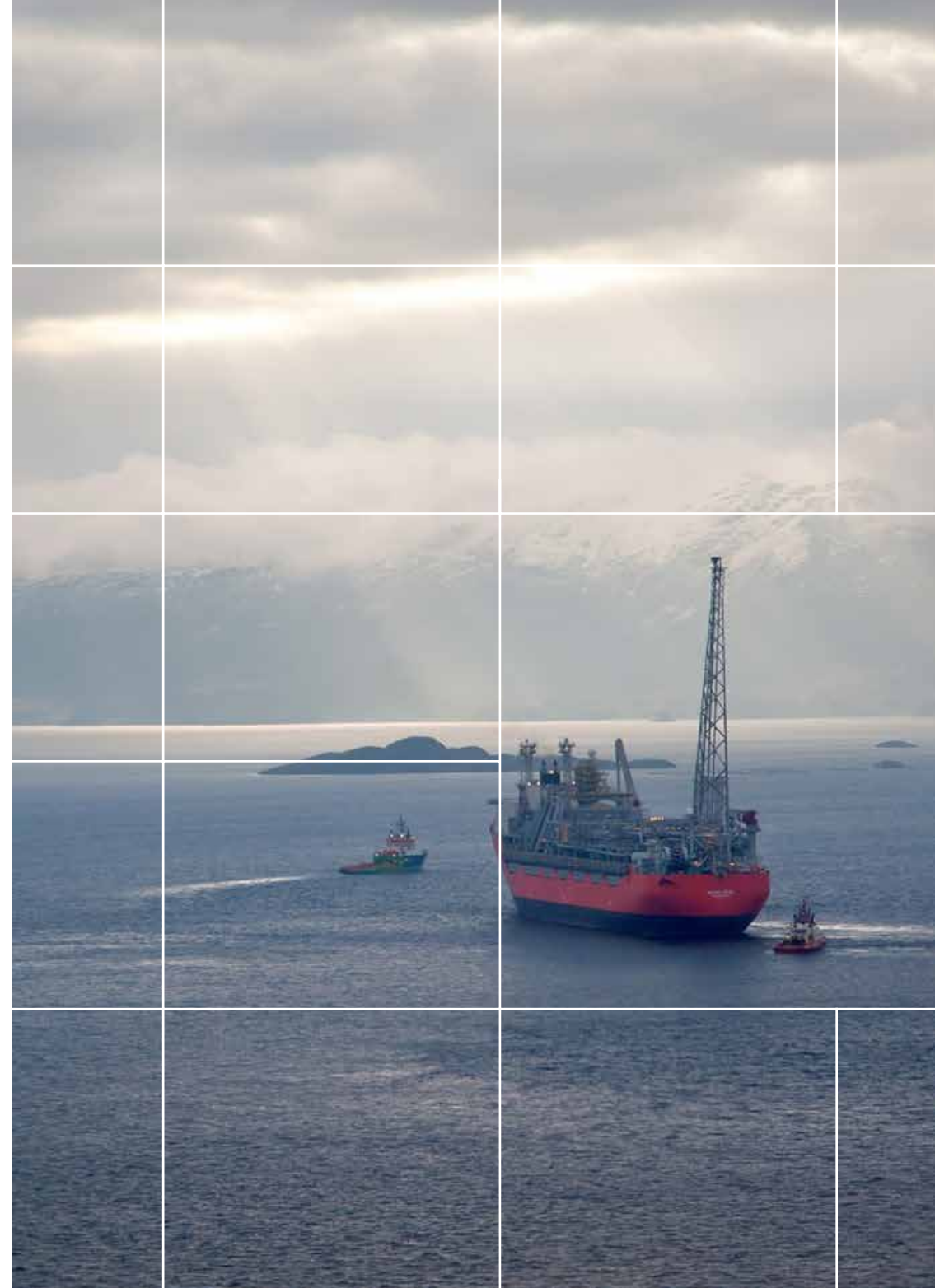
Perspektywy rozwoju

Prognozowane wydobycie w Polsce w latach 2018-2019 to 3,8 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) rocznie, natomiast ropy naftowej wraz z kondensatem - odpowiednio: 820 tys. ton w 2018 r. i 784 tys. ton w 2019 r. W 2018 r. na terenie Polski planowane jest zagospodarowanie i podłączenie 12 odwiertów, zagospodarowanie 3 złóż (Solec, Gryżyna, Krobielewko), 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. Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG UN kontynuować będzie, jako partner, wydobycie węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog oraz zagospodarowanie złóż Skogul oraz Ærfugl. Spółka będzie również prowadzić działania zmierzające do zapewnienia stabilnych, przewidywalnych i długoterminowych dostaw gazu do Polski. Obejmują one zarówno analizy w zakresie budowy infrastruktury umożliwiającej fizyczne sprowadzenie norweskiego gazu do Polski, jak i potencjalne akwizycje złóż gazowych w Norwegii. 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. 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 podłączeniem kolejnych otworów do eksploatacji: odwiert Rizq-2 i otwór Rehman-4. Zakłada się również prace nad podłączeniem do eksploatacji potencjalnego złoża Roshan. 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.



Obrót i Magazynowanie



Obrót i Magazynowanie

Podziemne magazyny gazu (PMG) - magazyny utworzone w dwóch rodzajach struktur geologicznych – w złożach soli (tzw. kawernowe podziemne magazyny gazu „KPMG”) oraz w częściowo wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego lub ropy naftowej.

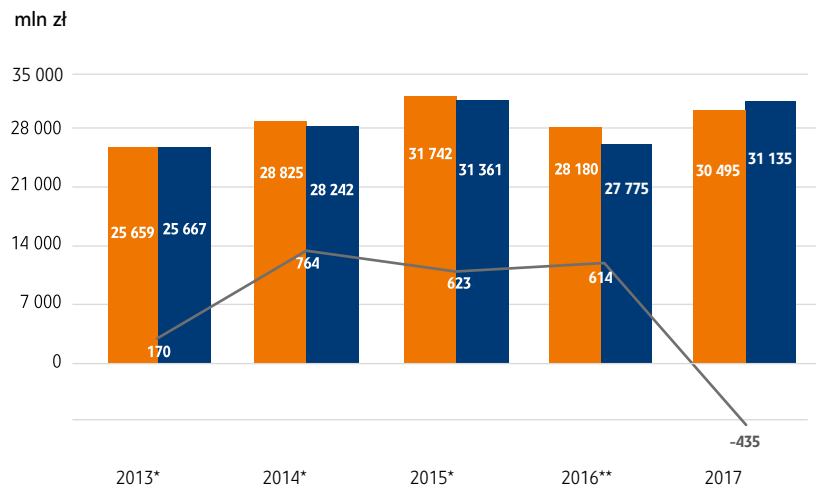
Opis segmentu

Podstawową działalność segmentu stanowi obrót gazem ziemnym. Segment sprzedaje w Polsce gaz wydobywany ze złóż krajowych i gaz importowany. Grupa Kapitałowa PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Poprzez spółki PGNiG Supply & Trading GmbH (sprzedaż hurtowa) i PST Europe Sales GmbH (sprzedaż detaliczna), Grupa PGNiG rozwija swoją działalność w Niemczech i Austrii w obszarach sprzedaży hurtowej i sprzedaży dla klientów końcowych. Ponadto segment prowadzi działalność han-

dlową na rynkach energii elektrycznej, świadczeń 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.

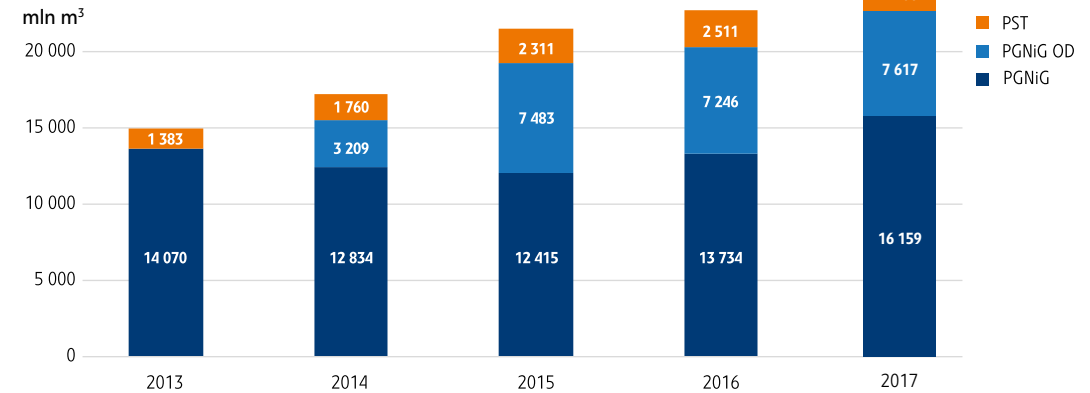
Spółki segmentu: PGNiG, PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. PGNiG Sales and Trading GmbH (dalej: PST), Gas Storage Poland sp. z o.o., PST Europe Sales GmbH (dalej: PST ES)

Wyniki finansowe segmentu



* dane nieprzekształcone, raportowane
** dane przekształcone według nowej segmentacji działalności Grupy PGNiG.

Sprzedaż gazu ziemnego z segmentu poza Grupą PGNiG



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 konsekwencji 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 Grupy 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.

Działalność w 2017 r.

Działalność handlowa w Polsce

Podstawową działalność segmentu stanowi obrót gazem ziemnym w Polsce. W dniu 1 sierpnia 2014 r. nastąpiła zmiana organizacyjna Grupy 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.

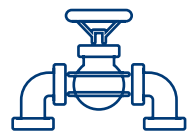
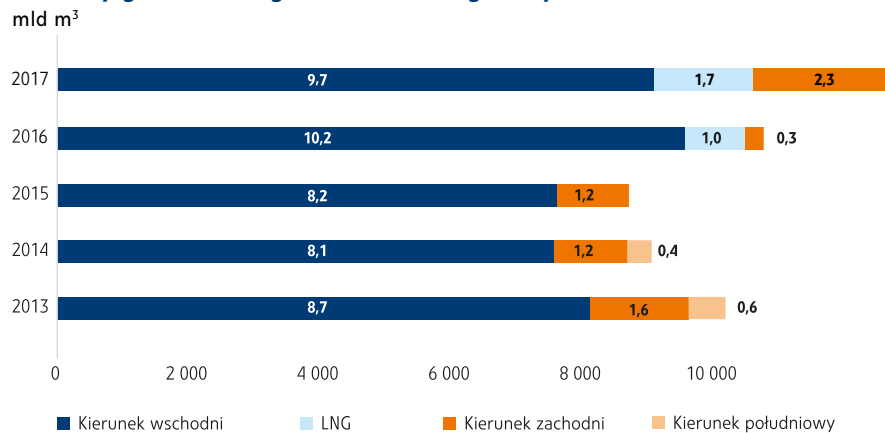
Rynek Hurtowy

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 Export, 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



Zwiększone zakupy gazu z importu – do 13,7 mld m³

Wzrost pozyskania gazu z kierunku zachodniego oraz gazu LNG, spadek zakupu gazu z kierunku wschodniego.

W 2017 r. zwiększone zostały zakupy gazu z importu, które 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.

Grupa 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. zawarto ze spółką Polskie LNG SA aneks do Umowy Regazyfikacji, na mocy którego Grupa PGNiG zwiększyło do 100% długoterminową rezerwację mocy regazyfikacyjnych Terminala LNG w Świnoujściu. Przedmiotowy aneks umożliwi 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 Export
W 2017 r. Grupa PGNiG kontynuowała 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. Grupa PGNiG rozpoczęła przewidzianą w kontrakcie procedurę rozstrzygnięcia sporów poprzez postępowanie arbitrażowe. Przedmiotem sporu jest dostosowanie tego kontraktu do sytuacji na europejskim rynku gazu ziemnego.

Mimo braku rozstrzygnięcia procesu renegeocjacji warunków cenowych kontraktu jamalskiego, w dniu 1 listopada 2017 r. PGNiG wystąpiło do PAO Gazprom/OOO Gazprom Export z kolejnym wnioskiem o renegeocjację warunków cenowych 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., począwszy 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 wolumenie ok. 205 tys. m³ LNG został zakupiony od Qatar Liquefied Gas Company Limited. Ostatnia dostawa spot w 2017 r. pochodziła z Norwegii. Około 140 tys. m³ LNG dostarczył koncern Statoil ASA. Łączny wolumen dostaw zakupionych przez Grupa 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.

Wolumen sprzedaży gazu przez PGNiG na TGE

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

W 2017 r. PGNiG odebrało trzy dostawy spotowe LNG.

Dodatkowo w ramach dywersyfikacji portfela gazu ziemnego Grupa 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. Obecnie 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 SA, PKN Orlen SA, Polska Grupa Energetyczna SA, KGHM Polska Miedź SA, Grupa Kapitałowa ArcelorMittal oraz Grupa Lotos SA.

W 2017 r. największy udział w wolumenie sprzedaży PGNiG miała giełda.



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 (tzw. obligo gazowe). PGNiG realizuje politykę cenową w stosunku do wszystkich oferowanych na TGE instrumentów dotyczących gazu ziemnego, która ma na celu zaferowanie 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.

Konkurencja

Do głównych konkurentów PGNiG w segmencie odbiorców biznesowych, a działających bezpośrednio na rynku polskim, należą przede wszystkim PGE Polska Grupa Energetyczna SA, DUON (Fortum Holdings), Hermes Energy Group SA, RWE Polska SA, TAURON Polska Energia SA oraz PKN ORLEN SA. Podmioty konkurencyjne intensyfikują działania w zakresie sprzedaży paliwa gazowego wzmacniając zespoły sprzedażowe, wprowadzając większą

elastyczność ofert i mechanizmów zabezpieczenia 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.

W październiku 2017 r. PGNiG zawarł umowę z Ukrtransgaz na przesył gazu

na terytorium Ukrainy, co umożliwi korzystanie z ukraińskich sieci gazowych i magazynów. Powyższa umowa stanowi kolejny etap rozwoju działalności handlowej PGNiG na Ukrainie.

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.

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 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 Grupie 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).

Rynek Detaliczny

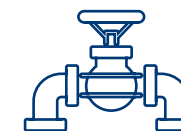
PGNiG OD specjalizuje się w sprzedaży gazu ziemnego (wysokometanowego i zaazotowanego), energii elektrycznej, sprężonego gazu ziemnego (CNG) oraz skroplonego gazu ziemnego (LNG).

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.



Towarowa Giełda Energii

Największy udział w wolumenie zakupu gazu wysokometanowego przez PGNiG OD przypada na transakcje przeprowadzane na TGE.

W przypadku gazu skroplonego LNG oraz gazu zaazotowanego zakup gazu realizowany jest na podstawie umów bilateralnych.

W świetle zmian na rynku detalicznym paliwa gazowego, jak również wymagań rozporządzenia MIFID II, w grudniu rozpoczęto prace m. in. nad wydzieleniem portfela grupy odbiorców, dla których PGNiG OD nie przedstawia do zatwierdzenia taryfy. Pozostały wolumen portfela odbiorców objęty programami sprzedażowymi podlega zabezpieczeniu zgodnie z poziomem realizacji programów sprzedażowych.

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.

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). PGNiG OD utrzymało zapoczątkowany w 2016 r. trend odbudowy bazy klientów biznesowych, osiągając również wysoki poziom zabezpieczenia portfela na rok gazowy 2018.

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. W 2017 r. rozpoczęty został proces kształtowania rynkowego poziomu ceny CNG dla klientów strategicznych, tj. w oparciu o stały mechanizm relacji do TGE.

Wielkość dostaw LNG zrealizowanych dla odbiorców biznesowych w 2017 r. wyniosła 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.

Działalność handlowa za granicą

Grupa PGNiG rozwija działalność w Niemczech i Austrii w obszarach sprzedaży hurtowej i sprzedaży dla klientów końcowych, poprzez spółki PST (sprzedaż hurtowa) i PST ES (sprzedaż detaliczna).

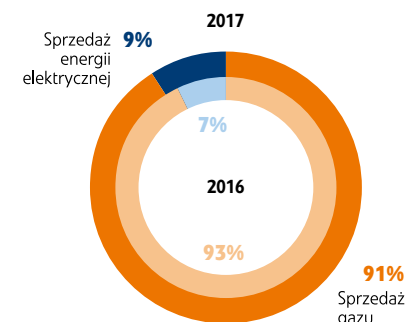
Handel Hurtowy na giełdzie oraz w obrocie pozagiełdowym OTC

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 kontraktów Handluje w Niemczech oraz w krajach sąsiadujących - Austrii i Holandii. PST zarejestrowało działalność handlową na rynku gazowym w Wielkiej Brytanii (NBP) w 2016 r. i 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.

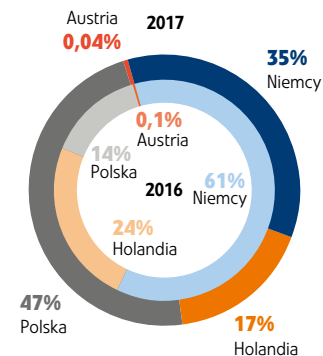
W lutym 2017 r. PST rozpoczęło działalność handlową na światowym rynku LNG poprzez otwarcie oddziału w Londynie. Pierwsza dostawa została zakontraktowana przez oddział z Cheniere Energy. Była to pierwsza dostawa LNG z USA do Europy Północno-Zachodniej.

W 2017 r. PST i PST Europe Sales, w ramach transakcji giełdowych oraz pozagiełdowych, sprzedały łącznie 49,9 TWh gazu oraz 5,1 TWh energii elektrycznej.

Struktura sprzedaży PST według produktów (wolumenowo)



Struktura sprzedaży PST według krajów (wolumenowo)



EFET - (ang. The European Federation of Energy Traders) - międzynarodowa organizacja zrzeszająca firmy handlujące energią.

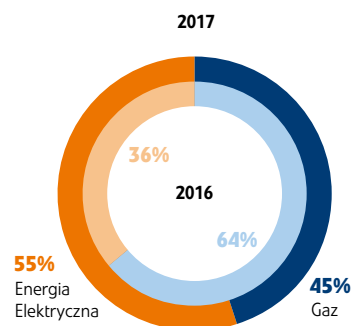
PEGAS - (ang. Pan-European Gas Exchange) - europejska giełda towarowa.

Sprzedż detaliczna

Przez cały 2017 r. PST wraz ze spółkami zależnymi podpisało prawie 36 tys. nowych kontraktów. Na koniec 2017 r. liczba klientów

wzrosła o 39% do ponad 44 tys. klientów w porównaniu do 2016 r.

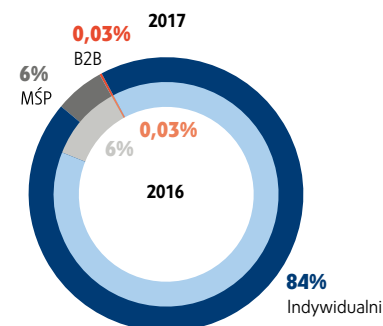
Struktura produktowa odbiorców PST (według liczby odbiorców)



Opis najważniejszych usług świadczonych dla podmiotów z Grupy 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.

Profil odbiorców PST (według liczby odbiorców)



Magazynowanie

Segment Obrót i Magazynowanie wykorzystuje na swoje potrzeby pojemności czynne PMG Wierzchowice, PMG Husów, KPMG Mogilno, PMG Strachocina, PMG Swarzędów, PMG Brzeźnica oraz KPMG Kosakowo. Część pojemności czynnej KPMG Mogilno, która została udostępniona na potrzeby GAZ-SYSTEM wyłączona jest z definicji instalacji magazynowej, w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne. 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 umową zawartą z PGNiG, które jest właścicielem podziemnych magazynów gazu wysokometanowego.

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 Swarzędów 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 (USUM) na rzecz użytkowników instalacji magazynowej

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 Swarzędów i PMG Brzeźnica),
- IM (obejmuje PMG Wierzchowice).

Łącznie, na dzień 31 grudnia 2017 r., GSP rozdysonowała 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 zarezerwo-

wane 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

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. Grupa 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.

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.



Inwestycje w 2017 r.

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. Zakłada się, że komory K-6, K-8 i K-9 mogłyby zostać przekazane w terminie do 15 stycznia 2019 r., natomiast 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.

Ryzyka

Administracyjne ustalenie 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 oczekiwane jest stopniowe uwolnienie cen gazu dla odbiorców. W pierwszej kolejności proces ten objął odbiorców hurtowych oraz największych odbiorców biznesowych. W przypadku sprzedaży paliwa gazowego za pośrednictwem TGE lub bezpośrednio 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. Ryzyko to jest wzmacniane obowiązywaniem taryf zatwierdzonych przez Prezesa URE w zakresie

obrotu paliwem gazowym. Ich poziom decyduje o możliwości uzyskania przychodów pokrywających ponoszone koszty uzasadnione wraz ze zwrotem z zaangażowanego kapitału. W związku z powyższym przychody 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.

Zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego

●●●●● ↗

W związku z utrzymującą się niestabilną sytuacją na Ukrainie oraz na bazie doświadczeń przełomu okresów 2014 i 2015 istnieje ryzyko wystąpienia ograniczeń w dostawach gazu ziemnego dostarczanego przez OOO Gazprom Export.

Kontrakty na dostawę gazu na zasadach take-or-pay

●●●●● →

PGNiG jest stroną 2 kontraktów długoterminowych na dostawę paliwa gazowego do Polskipoświadczających 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, aktualnie najbardziej atrakcyjnego cenowo. 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 – konkurując ceną paliwa gazowego bądź łącząc w swej ofercie sprzedaż gazu ziemnego i energii elektrycznej. W reakcji na zachodzące

Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka:

●●●●● niska
●●●●● średnie
●●●●● wysokie

Istotność ryzyka:

●●●●● niska
●●●●● średnia
●●●●● wysoka

Ryzyko w stosunku do 2016 r.:

↗ wzrosło
→ utrzymało się
↘ spadło

zmiany na rynku gazu ziemnego w Polsce Grupa PGNiG wprowadziła szereg programów rabatowych.

Perspektywy rozwoju

Obrót i magazynowanie

Strategia importowa

W perspektywie długoterminowej PGNiG kierować się będzie realizacją warunków wynikających z długoterminowych kontraktów z Gazprom Export 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.

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 dostawę gazu do Polski wykorzystujących połączenie Baltic Pipe.

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,

Rozwój w segmencie CNG i LNG

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.

- 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.

Magazynowanie

PGNiG będzie dążyć 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. W KPMG Mogilno planowane jest wykonanie remontu turbiny gazowej w celu zabezpieczenia i uzyskania dostępności urządzeń sprzężających przed sezonem załadczenia.

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. 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.

Grupa PGNiG będzie również kontynuowała działania związane z rozwojem kompetencji oraz wzmocnieniem swojej obecności na światowym rynku LNG. Grupa planuje zeweryfikować możliwość kontraktacji LNG z nowych kierunków, a także rozszerzyć współpracę z dostawcami LNG.



Dystrybucja



Dystrybucja



Zobacz również:
www.psgaz.pl

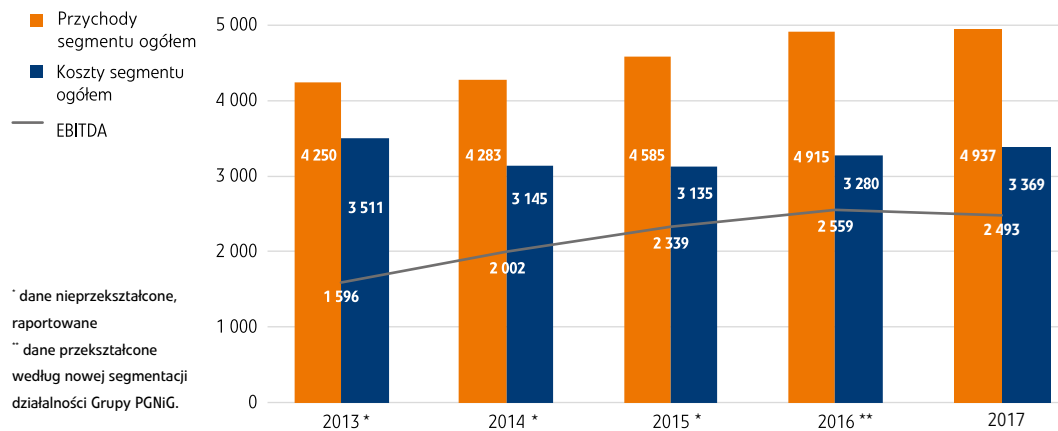
Opis segmentu

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 [Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.](#) i jako Operator Systemu Dystrybucyjnego prowadzi działalność gospodarczą na terenie wszystkich województw. Spółka ma dominujący udział na rynku, należy do niej 96% krajowej sieci dystrybucyjnej oraz niemal 99% przyłączy.

Wyniki finansowe segmentu

mln zł



* dane nieprzekształcone, raportowane
** dane przekształcone według nowej segmentacji działalności Grupy PGNiG.

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.)

Stopień pokrycia geograficznego pod kątem liczby zgazyfikowanych gmin - 59,7%. Liczba gmin w Polsce według GUS w 2017 r. - 2 478, w tym zgazyfikowanych - 1 479.

Działalność w 2017 r.

Działalność operacyjna

PSG w 2017 r. w ramach obsługi klientów w procesie przyłączania wydała ponad

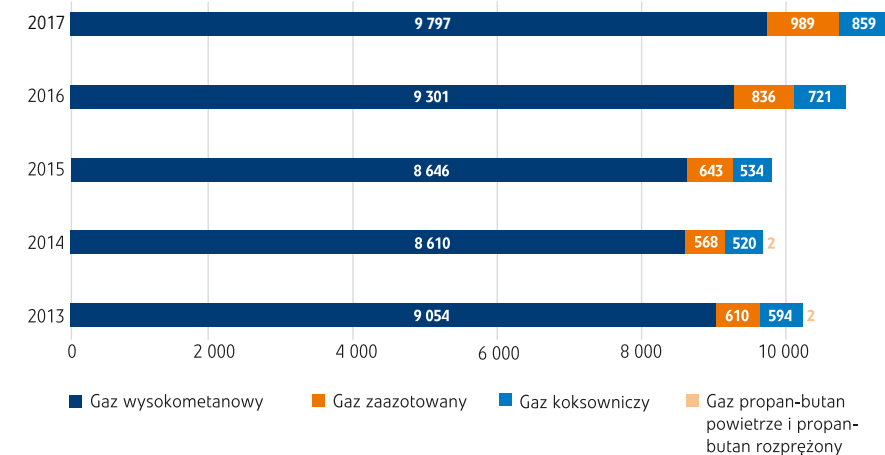
150,7 tys. szt. warunków przyłączenia do sieci gazowej (wzrost o ok. 18 % w odniesieniu do 2016 r.) oraz zawarła ponad 69,6 tys. umów przyłączeniowych z klientami na budowę ponad 77,8 tys. nowych przyłączy (wzrost o ok. 21% w odniesieniu do 2016 r.). Podpisanych zostało 486 listów intencyjnych na gazyfikację kolejnych gmin w kraju. W całym 2017 r. zrealizowano 54 922 sztuk przyłączy o łącznej długości 544,6 km.

Od 1 stycznia 2017 r. została wprowadzona nowa trójstopniowa struktura organizacyjna, w której wydzielono Centralę i 17 Zakładów Gazowniczych. Docelowo, w ramach Oddziałów funkcjonować będzie 172 Gazowni i 59 Placówek Gazowniczych, razem 231 jednostek organizacyjnych PSG.

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

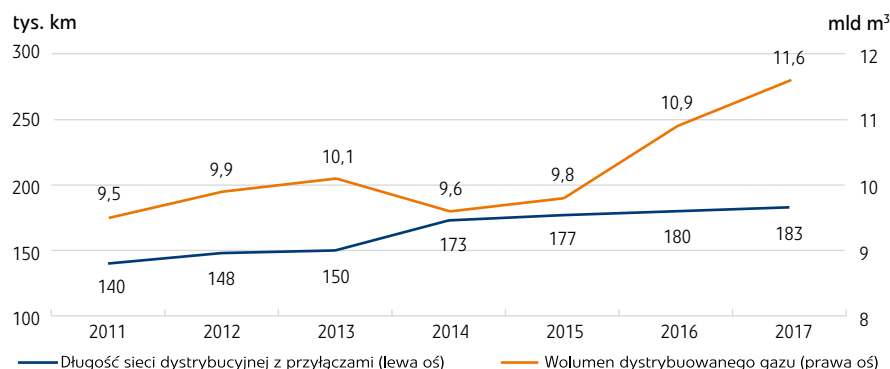
mln m³



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.

Długość sieci własnych z przyłączami (tys. km) oraz wolumen dystrybuowanego gazu (mld m³)



PSG przeznaczyła w 2017 r. ponad 643 mln zł na rozbudowę sieci i przyłączanie nowych odbiorców.

Inwestycje w 2017 r.

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 w sprawie poprawy 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. Grupa PGNiG kontynuowała 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 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 własnej sieci gazowej w 2017 r. wyniosła 133,3 tys. km (wraz z przyłączami – 183,0 tys. km), co wskazuje na wzrost o prawie 5 tys. km w porównaniu do 2016 r.

Ryzyka

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.

Ryzyko konkurencji bezpośredniej

Działalność firm zajmujących się budową lub/i eksploatacją sieci dystrybucyjnych oraz stacji regazyfikacji ogranicza możliwości rozwojowe Grupy PGNiG oraz zmniejsza rentowność wybudowanych sieci.

Ryzyko braku długoterminowej polityki regulacyjnej

Brak polityki taryfowej dla przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją gazu ziemnego zawierającej szczegółowe zasady oraz metodykę wyznaczania akceptowanego przez regulatora poziomu przychodu regulowanego. Stosowana jest krótkoterminowa praktyka taryfowania oparta na corocznych negocjacjach z Prezesem URE. Rozwiązanie takie daje Prezesowi URE szerokie pole do uznaniowości w procesie oceny zasadności ponoszonych przez OSD kosztów, nakładów inwestycyjnych czy wartości regulacyjnej aktywów, co generuje niepewność co do wysokości osiąganych przychodów i uzyskiwanego wyniku finansowego.

Roszczenia właścicieli nieruchomości

PSG spotyka się z wygórowanymi roszczeniami finansowymi właścicieli terenów, na których dawniej zlokalizowano sieć gazową. Służebność przesyłu stanowi podstawowy sposób ustalenia zakresu korzystania z cudzej nieruchomości przez przedsiębiorstwo przesyłowe, za co właścicielowi przysługuje odpowiednie wynagrodzenie. Roszczenia te generują dodatkowe, często wysokie koszty i mogą negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe segmentu.

Źródła zasilania systemu dystrybucyjnego

Sieć dystrybucyjna PSG połączona jest z systemem przesyłowym GAZ-SYSTEMU i głównie z niego zasilana. Ograniczenia parametrów przepustowości i ciśnień dostaw paliwa gazowego w systemie przesyłowym utrudniają lub niekiedy uniemożliwiają dalszy rozwój systemu gazowego na znacznym obszarze działania PSG.

Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka:
 ●●●●● niskie
 ●●●●● średnie
 ●●●●● wysokie
 Istotność ryzyka:
 ●●●●● niska
 ●●●●● średnia
 ●●●●● wysoka
 Ryzyko w stosunku do 2016 r.:
 ↗ wzrosło
 → utrzymało się
 ↘ spadło



Ustawodawstwo



Skomplikowane przepisy prawa budowlanego oraz regulacje prawne związane z realizacją przedsięwzięć inwestycyjnych nakładają obowiązek sporządzania skomplikowanych i czasochłonnych dokumentacji projektowych oraz formalnoprawnych niezbędnych do rozpoczęcia robót budowlanych. Wykonanie powyższych dokumentacji wydłuża czas przygotowania inwestycji i tym samym może wpłynąć na opóźnienie terminu jej zakończenia, narażając PSG na dodatkowe koszty związane z ewentualnym nieterminowym wykonaniem umowy i spadkiem przychodów ze sprzedaży.

Substytucja



Silna pozycja konkurencyjna substytucyjnych nośników energii w niektórych regionach działalności PSG (węgiel, drewno) stanowi barierę wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny jako paliwo. Utrzymujące się niskie ceny węgla kamiennego, węglowodorów (oleje opałowe, oleje grzewcze) oraz innych nośników energii wykorzystywanych na cele komunalne nie zachęcają, szczególnie odbiorców indywidualnych, do ich zmiany na ekologiczne paliwo gazowe.

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.

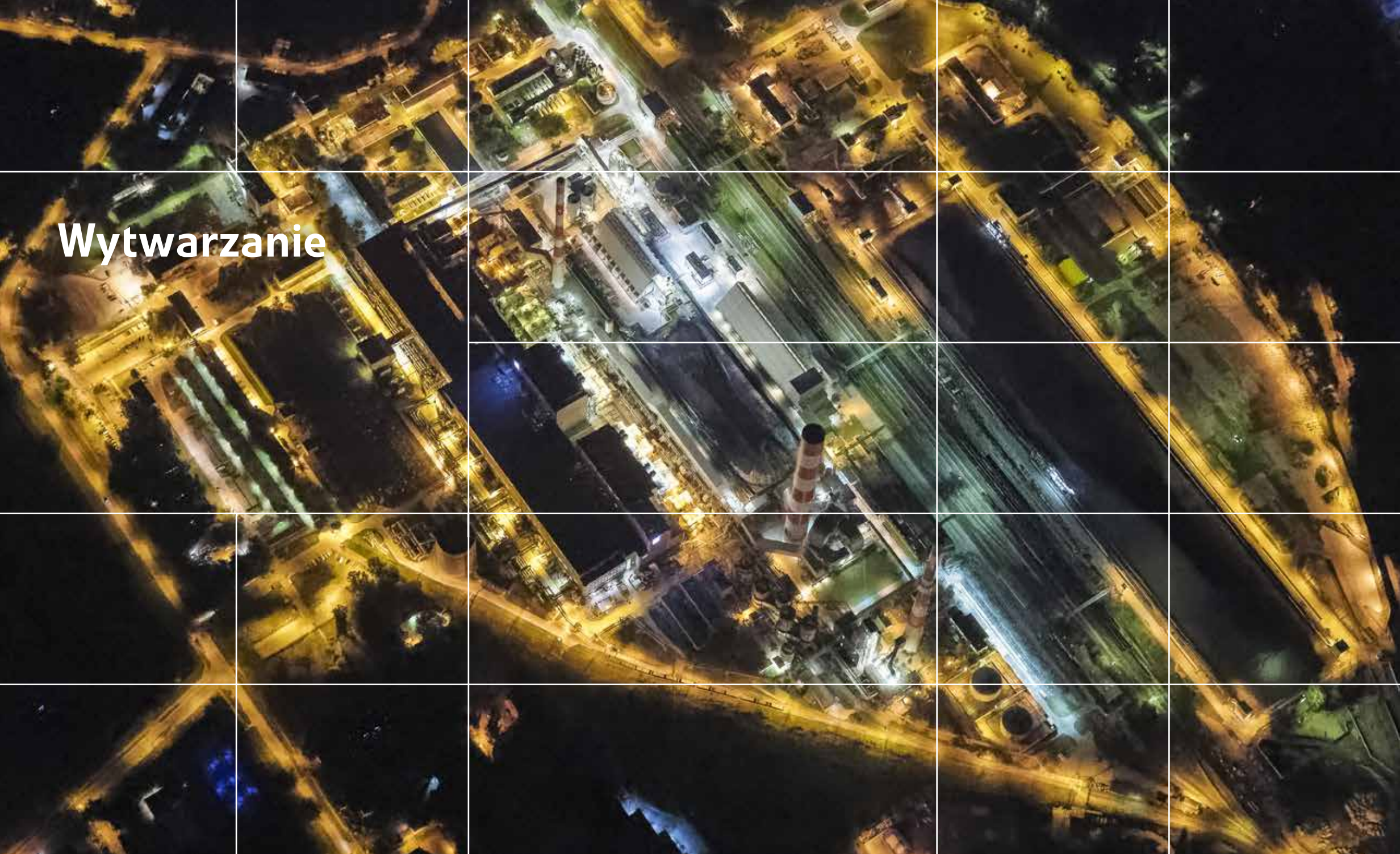
Perspektywy rozwoju

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

Wytwarzanie



Wytwarzanie

Opis segmentu

Podstawową działalnością segmentu jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, dystrybucja ciepła oraz realizacja dużych przedsięwzięć elektroenergetycznych wykorzystujących gaz ziemny jako paliwo.

Centrum kompetencyjnym Grupa Kapitałowa 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, która powstała w wyniku połączenia spółek Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA z siedzibą w Jastrzębiu Zdroju oraz Spółki Energetycznej „Jastrzębie” SA, 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 drążeniu 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 cieplnej 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.

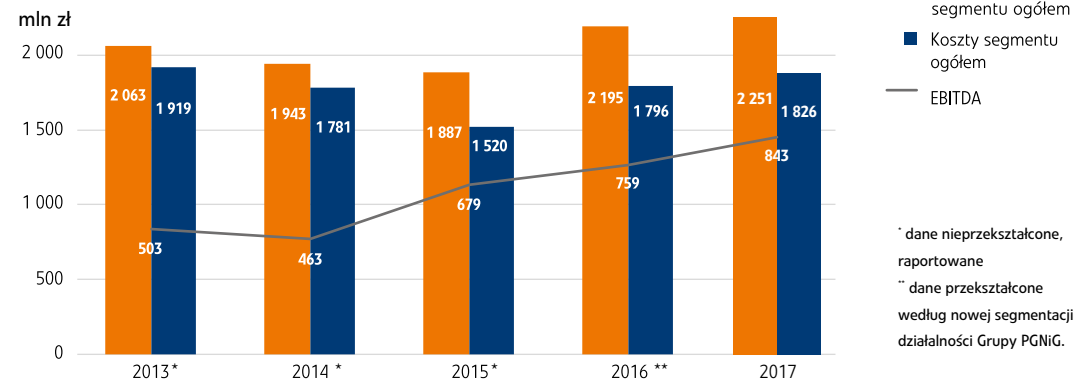


Zobacz również:
www.termika.pgnig.pl

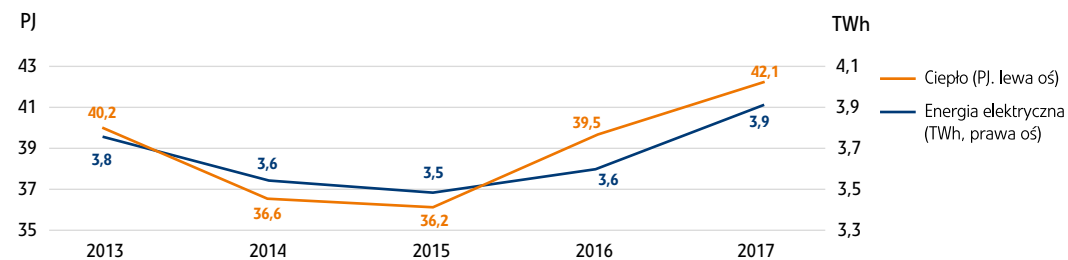


Wysokosprawna kogeneracja - równoczesne wytwarzanie energii cieplnej i energii elektrycznej przy osiągnięciu oszczędności energii pierwotnej powyżej 10%.

Wyniki finansowe segmentu



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.

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 SA i Spółka Energetyczna Jastrzębie SA. 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 zł/MWh. Wraz za wzrostem ilości spółek w segmencie, wzrosły koszty operacyjne.

Działalność w 2017 r.

W 2017 r. PGNiG TERMIKA dostarczała ciepło do dwóch sieci miejskich: w Warszawie, będącej własnością Veolia Energia Warszawa SA oraz własnej, położonej na terenie Pruszkowa, Piastowa i Michałowic. Siecią Veolia Energia Warszawa SA 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 SA gwarantując bezpieczeństwo dostaw ciepła dla mieszkańców Warszawy.

W trakcie roku Zrezygnowano z przyłączenia EC Pruszków do warszawskiej sieci ciepłowniczej i podjęto decyzję o rozpoczęciu prac nad wyborem koncepcji technicznej modernizacji EC Pruszków.

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 SA, 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.

Inwestycje w 2017 r.

W celu sprostania zaostrzonym 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 SA. Ponadto zrealizowano 3 z 4 etapów przebudowy układu wody chłodzącej i rozpoczęto realizację rurociągu zrzutowego. Przekazano wykonawcy teren budowy oraz rozpoczęły się prace budowlane.
- Budowa bloku gazowo-parowego o mocy ok. 450 MW w Elektrociepłowni Stalowa Wola (ECSW) – w czerwcu 2017 r. zawarto umowę z IDS-BUD SA 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. oraz Biuro Studiów Projektów i Realizacji „ENERGOPROJEKT – KATOWICE” SA.
- Budowa bloku fluidalnego o mocy ok. 70 MWe w Elektrociepłowni Zofiówka – w związku z opóźnieniem po stronie wykonawcy - Energoinstal SA - 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. Ponadto PGNiG TERMIKA bierze udział w programach start-up'ów realizowanych w Grupie PGNiG m.in. wraz z MIT EF, a także w ocenie projektów z inkubatora pomysłów InnVento. W 2017 r. rozpoczęto realizację projektu zdalnego odczytu liczników wraz PSG.

Ryzyka

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 Grupy 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

Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka:

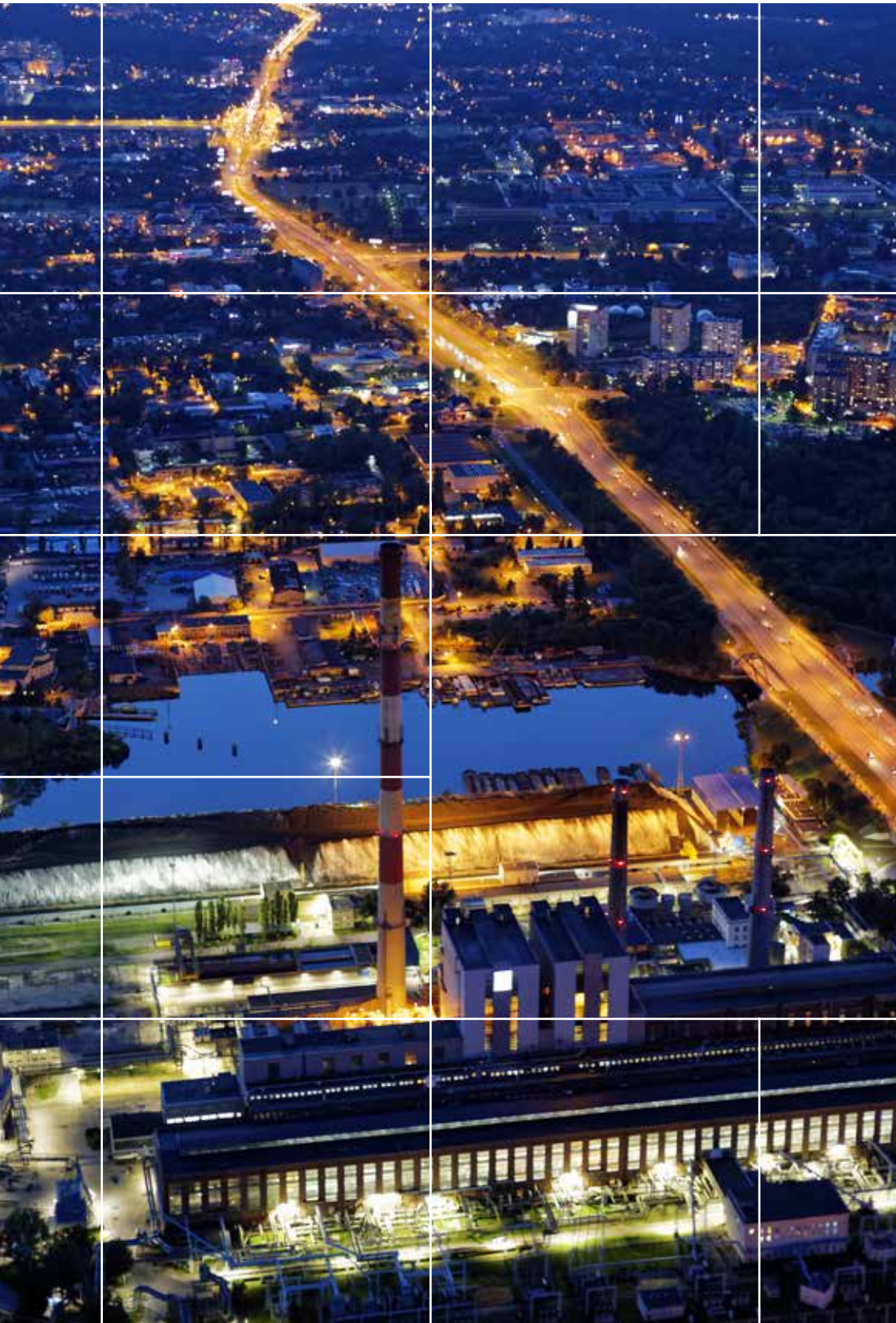
●●●●●● niskie
●●●●●● średnie
●●●●●● wysokie

Istotność ryzyka:

●●●●●● niska
●●●●●● średnia
●●●●●● wysoka

Ryzyko w stosunku do 2016 r.:

↗ wzrosło
→ utrzymało się
↘ spadło



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 lub 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 wysoko-sprawnej 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.

Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów



Celem spełnienia wymagań emisyjnych wynikających z dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych (IED) jednostki wytwórcze Grupy 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 Grupy PGNiG zostały zobowiązane do dostosowania swoich istniejących jednostek wytwórczych do zaostrzonych wymagań emisyjnych, które będą miały dla nich zastosowanie od 17 sierpnia 2021 r.

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.

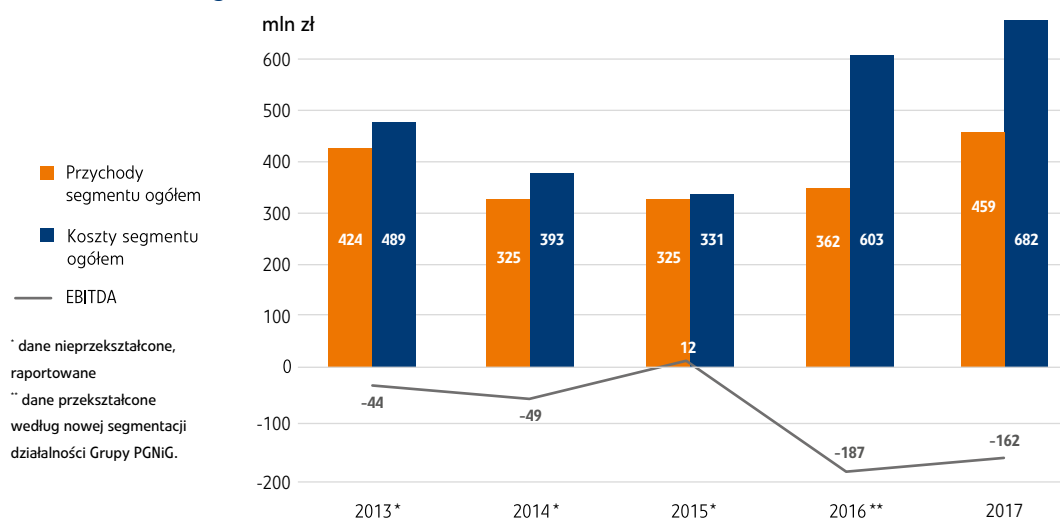
Grupa PGNiG TERMIKA będzie dążyć do poprawy rentowności aktywów i dywersyfikacji portfela paliwowego (węgiel / gaz / biomasa / RDF) oraz dostosowania majątku wytwórczego do wymagań ochrony środowiska. Ponadto, PGNiG TERMIKA będzie podejmować działania w zakresie oceny projektów potencjalnych akwizycji systemów ciepłowniczych na terenie kraju.



Pozostałe segmenty

Pozostałe segmenty

Segment w liczbach



* dane nieprzekształcone, raportowane
 ** dane przekształcone według nowej segmentacji działalności Grupy PGNiG.

Działalność w 2017 r.

Centrum korporacyjne

W zakresie wzmocnienia wizerunku Grupy, w kwietniu 2017 r. Grupa Kapitałowa PGNiG przyjęła „Strategię zrównoważonego rozwoju Grupy PGNiG na lata 2017-2022”. Ponadto, w 2017 r. Grupa PGNiG zwiększyła swoje zaangażowanie w realizację projektów badawczo-rozwojowych oraz innowacyjnych. Uruchomiono m.in. największy program badawczy w Grupie PGNiG, czyli INGA – Innowacyjne Gazownictwo – oraz inicjatywę InnVento – pierwszy inkubator dla startupów w sektorze naftowo-gazowniczym.

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 gaziście jamalskim i w terminalu LNG w Świnoujściu. Do największych klientów oddziału należą spółki Grupa PGNiG, GAZ-SYSTEM i EuroPolGaz SA.

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 Grupy 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. zrealizowano inwestycję kapitałową w spółkę Polimex-Mostostal SA.

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 Grupy PGNiG. PGNiG Serwis pełni funkcję Centrum Usług Wspólnych dla 15 spółek Grupy 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 wycieczkowym, 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, Złociem koło Muszyny oraz w Krynicy-Zdroju. Geovita dzierżawi i zarządza również trzema hotelami: Orient w Krakowie, Bukowy Dworek w Gronowie k/Łągowa 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 Polskim Gazem TUW w zakresie umów ubezpieczenia, zarówno dla PGNiG, jak i spółek Grupy PGNiG. Towarzystwo ubezpiecza głównie spółki Grupy 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 Polskiego Gazu TUW w ramach Grupy PGNiG było związane z chęcią poprawy jakości usług ubezpieczeniowych, z których korzystają podmioty Grupy PGNiG, i zwiększeniem efektywności kosztowej. Pierwsze polisy ubezpieczeniowe wystawione przez Polski Gaz TUW dla spółek Grupy 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 Grupy 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 Grupy PGNiG w zakresie ubezpieczenia mienia, odpowiedzialności cywilnej oraz floty.

Więcej informacji na temat badań i rozwoju – str.138.

Innowacyjność, badania i rozwój



Innowacyjność, 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. 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 na realizację największego programu badawczego w historii Grupy 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 Grupy 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 Grupę PGNiG i Departament Badań i Rozwoju w obszarze B+R. Zakończenie III edycji konkursu „Młodzi Innowacyjni dla PGNiG” – nagrody przyznano za projekty dotyczące oczyszczania gazu popiołem ze spalanego 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;

- zakończenie III edycji konkursu „Młodzi Innowacyjni dla PGNiG”. Konkurs skierowany do młodych naukowców, studentów i doktorantów ma na celu wyszukanie innowacyjnych projektów o charakterze badawczo-rozwojowym, z obszaru działalności Grupy Kapitałowej PGNiG. W roku 2017 nagrody przyznano za projekty dotyczące oczyszczania gazu popiołem ze spalanego węgla, wykorzystanie silnika raketowego przy wydobyciu metanu oraz pozyskania izotopu helu He³.

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 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 Grupie 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.



Większość działań obszaru badań i rozwoju (B+R) koncentrowała się w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie.

Wyniki finansowe



Wyniki finansowe



Więcej o EBITDA
na str. 185
w słowniku pojęć.

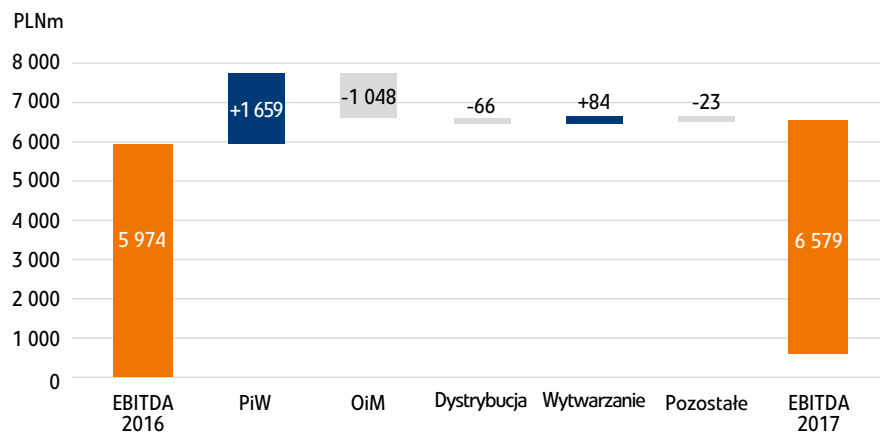
Skonsolidowane sprawozdanie finansowe

W 2017 r. przychody Grupy Kapitałowej 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, Grupa 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 Grupę 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 Grupy PGNiG

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%.

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Grupy PGNiG jest kapitał własny, którego wartość na koniec 2017 r. wyniosła 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.

W związku ze wzrostem kapitałów własnych oraz spadku 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.

Sytuacja finansowa Grupy PGNiG odzwierciedlona została w podstawowych wskaźnikach charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej. Wskaźniki rentowności kapitałów własnych (ROE), aktywów ogółem (ROA) i sprzedaży netto wzrosły odpowiednio z 7,3% do 8,7%, z 4,7% do 6,1% i z 7,1% do 8,2%.



Więcej o ROE
na str. 185
w słowniku pojęć.



Więcej o ROA
na str. 185
w słowniku pojęć.

Wybrane dane finansowe Grupy PGNiG

na dzień 31 grudnia 2017 r.

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)

mln zł	2017	2016	Zmiana r/r
Aktywa razem	48 203	49 672	(1 469)
Aktywa trwale (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)

Skonsolidowany rachunek zysków i strat

na dzień 31 grudnia 2017 r.

mln zł	2017	2016
Przychody ze sprzedaży gazu	28 613	26 429
Przychody ze sprzedaży pozostałe	7 244	6 767
Przychody ze sprzedaży	35 857	33 196
Koszt sprzedanego gazu	(20 127)	(18 320)
Zużycie innych surowców i materiałów	(2 586)	(2 427)
Świadczenia pracownicze	(2 696)	(2 573)
Usługi przesyłowe	(1 144)	(1 106)
Pozostałe usługi	(1 749)	(1 412)
Podatki i opłaty	(793)	(765)
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(342)	(332)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	992	868
Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	(833)	(1 155)
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	6 579	5 974
Amortyzacja	(2 669)	(2 614)
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	3 910	3 360
Koszty finansowe netto	(16)	(76)
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	28	(74)
Zysk przed opodatkowaniem	3 922	3 210
Podatek dochodowy	(1 001)	(861)
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 zł)	0,51	0,40

Rentowność

na dzień 31 grudnia 2017 r.

mln zł	2017	2016
EBIT	3 910	3 360
zysk operacyjny		
EBITDA	6 579	5 974
zysk operacyjny + amortyzacja		
EBITDA skorygowana	7 012	6 811
zysk operacyjny + amortyzacja + odpisy z tytułu trwałej utraty wartości majątku trwałego		
ROE	8,7%	7,3%
zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu		
Rentowność sprzedaży netto	8,2%	7,1%
zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży		
ROA	6,1%	4,7%
zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu		

Płynność

na dzień 31 grudnia 2017 r.

	2017	2016
Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem		
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

na dzień 31 grudnia 2017 r.

	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%

Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

na dzień 31 grudnia 2017 r.

mln zł	2017	2016
Zysk netto	2 921	2 349
Różnice kursowe z przeliczenia sprawozdań jednostek zagranicznych	(65)	23
Rachunkowość zabezpieczeń	(76)	783
Aktualizacja wyceny aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży	(6)	2
Podatek odroczoney	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 odroczoney	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

na dzień 31 grudnia 2017 r.

mln zł	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
Podatek dochodowy zapłacony	(755)	(611)
Zmiana stanu kapitału obrotowego	(1 776)	(543)
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)
Wydatki na pozostałe rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(2 422)	(2 255)
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
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	165	89
Wydatki z tytułu zadłużenia	(5 407)	(1 021)
Wyplacone dywidendy	(1 156)	(1 062)
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

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

na dzień 31 grudnia 2017 r.

mln zł	2017	2016
AKTYWA		
Rzeczowe aktywa trwałe	32 452	33 149
Wartości niematerialne	1 115	1 079
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	141	100
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności	1 601	1 229
Pozostałe aktywa	1 055	679
Aktywa trwałe	36 364	36 236
Zapasy	2 748	2 510
Należności	5 781	4 288
Pochodne instrumenty finansowe	450	623
Pozostałe aktywa	216	129
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 578	5 829
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	66	57
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
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	725	702
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	1 717	1 641
Pozostałe rezerwy	181	198
Dotacje	767	815
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	2 019	1 932
Pozostałe zobowiązania	644	669
Zobowiązania długoterminowe	7 004	7 303
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	2 055	5 006
Pochodne instrumenty finansowe	322	346
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków*	3 249	3 179
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	371	334
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	53	20
Pozostałe rezerwy	621	560
Pozostałe zobowiązania	901	908
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 zł (2016: 180 mln zł)

Skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym

mln zł, na dzień 31 grudnia 2017 r.

	Kapitał własny akcjonariuszy jednostki dominującej											
	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) aktualnych dotyczących świadczeń pracowniczych	udziału w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności	Zyski zatrzymane	Ogółem	Kapitał własny	Kapitał własny razem
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

Segmenty

mln zł, za okres zakończony 31 grudnia 2017 r.

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 wycenianych metodą praw własności.

Segmenty

mln zł, za okres zakończony 31 grudnia 2016 r.

2016	Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	Sprzedaż między segmentami	Przychody razem	EBITDA	Amortyzacja	Zysk operacyjny	Odpisy rzeczowego majątku trwałego	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 wycenianych metodą praw własności.

Zasady zarządzania



Zarząd



Piotr Woźniak jest absolwentem Wydziału 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. Wice-minister w Ministerstwie Środowiska, Główny Geolog Kraju. Wykładowca na Uczelni Łazarzskiego oraz w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie. Jest członkiem Konwentu Akademii Pedagogiki Specjalnej im. Marii Grzegorzewskiej w Warszawie. Od 2009 r. Przewodniczący, a od marca 2014 r. Wiceprzewodniczący

Rady Administracyjnej Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER).

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 Grupy 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 Grupy PGNiG i kreowania optymalnego kształtu Grupy PGNiG;
 - polityki, założeń i programów poszukiwania i wydobycia 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 na Wydziale 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 SA w Zielonej Górze, gdzie przez kolejne lata zdobywał doświadczenie i rozwijał swoją karierę, zaczynając od pracy w 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.

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 Grupy 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 sponsoringu 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 menedżerskie. 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 Eksperckiej 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.

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 Grupą 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.

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 Grupie 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 uczestniczył 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.

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 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.

6 marca 2017 r. została powołana na stanowisko Wiceprezesa Zarządu. Do 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 Grupy PGNiG;
- przeprowadzenia procesu wydania akcji uprawnionym pracownikom Spółki.

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 m.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 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. kierunek Rachunkowość o specjalności Rachunkowość Jednostek Gospodarczych na Politechnice Koszalińskiej. Obecnie zatrudniony na stanowisku Kierownika Ośrodka Kopalń Drezdenko. Posiada uprawnienia Kierownika Ruchu Zakładu Górniczego. W 2002 r. zdał egzamin na członków Rad Nadzorczych, a w 2010 r. otrzymał Stopień Górniczy: Dyrektor Górniczy II Stopnia.

Sławomir Borowiec pełni 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 SA Warszawa. Pełnił m.in. funkcję 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 SA, a w 2002 r. objął stanowisko Zastępcy Dyrektora Biura Inwestycji Finansowych PZU SA. Pracę na rzecz Grupy PZU kontynuował jako Dyrektor Biura Instrumentów Dłużnych i Pochod-

nych oraz Wiceprezes Zarządu PZU Asset Management SA w latach 2008-2011, a także jako Wiceprezes Zarządu PZU TFI SA (w latach 2009-2013). Przez ponad 4 lata (2013-2017) był Członkiem Zarządu TFI BGK SA. Posiada wieloletnie doświadczenie jako Członek Rad Nadzorczych — funkcję tę pełnił w latach 2002-2004 w PZU Asset Management SA oraz PZU NFI Management SA, a następnie w latach 2005-2006 w Lentex SA oraz w latach 2006-2007 w Jago SA. 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 latach 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 pełnił 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 w 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 w 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 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 28 czerwca 2017 r. odwołało ze składu Rady Nadzorczej wyżej wymienione osoby. 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.

Polityka zgodności

Pod pojęciem compliance należy rozumieć zgodność działalności z normami:

- prawnymi, regulacyjnymi, technicznymi, które obowiązują Spółkę jako podmiot gospodarczy aktywny w wielu obszarach;
- etycznymi, którymi Spółka związała się poprzez przyjęcie kodeksów dobrych praktyk, deklaracji i innych form samograniczenia się przedsiębiorcy;

łącznie określanymi mianem „standardów zgodności”.

Wyodrębnienie funkcji compliance jest charakterystyczne dla zaawansowanych organizacji, prowadzących działalność w złożonym obrocie prawnym. Mówiąc o compliance (zgodności), należy pamiętać o ryzyku braku zgodności, tzn. ryzyku naruszenia ww. standardów zgodności i związanych z tym negatywnych konsekwencjach. Skutki naruszenia obowiązującego prawa są obecne na wielu płaszczyznach:

- bezpośrednio w wymiarze finansowym, jako kary, odszkodowania, zadośćuczynienia i inne należności, do których zapłaty Spółka może być zobowiązana;
- w odniesieniu do wizerunku Spółki, którego utrata może również mieć swoje reperkusje finansowe (np. w związku z zanieczyszczeniem środowiska);
- w działalności operacyjnej Spółki;
- z punktu widzenia wartości dla interesariuszy, w tym akcjonariuszy (dolegliwe

kary od regulatora czy pewne nadużycia mogą przełożyć się na spadek cen akcji).

System zarządzania ryzykiem braku zgodności – Compliance w Grupie Kapitałowej PGNiG

Formalną podstawę wprowadzenia funkcji compliance stanowi Program Zgodności w PGNiG. Pośród różnorodnych występujących w praktyce gospodarczej rozwiązań, w Spółce przyjęto koncepcję, zgodnie z którą:

- compliance stanowi szczególny element zarządzania ryzykiem w PGNiG, czego najlepszym wyrazem jest przyjęcie, że funkcja compliance realizowana jest w ramach Systemu Zarządzania Ryzykiem Braku Zgodności;
- zarząd powołuje Pełnomocnika ds. zgodności, któremu powierza rolę koordynacyjno-informacyjną;
- z uwagi na szerokie spektrum działalności Spółki dla poszczególnych obszarów ryzyka braku zgodności określono tzw. Zarządzających Obszarami Ryzyka Braku Zgodności (liderów merytorycznych);
- ostatecznie odpowiedzialność za zarządzanie ryzykiem braku zgodności i wykonywanie obowiązków wynikających z Programu Zgodności spoczywa na właścicielu ryzyka (stosownie do przypadku, we współpracy z właściwym zarządzającym obszarem ryzyka braku zgodności).

Z Programu Zgodności wynikają pewne 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.

Prawo konkurencji

W Spółce obowiązuje procedura zarządzania ryzykiem antymonopolowym i regulacyjnym, do której stosowania zobowiązany jest każdy pracownik.

Naruszenia prawa konkurencji grożą sankcjami dla Spółki, a w pewnych przypadkach mogą również wiązać się z odpowiedzialnością osób kierujących przedsiębiorstwem (zwłaszcza wchodzenie w kartele i zawieranie innych porozumień antykonkurencyjnych, niewykonywanie decyzji organu antymonopolowego, brak wymaganych zgłoszeń zamiaru koncentracji, tj. fuzji lub przejęcia).

Regulacje sektorowe – rozporządzenie REMIT

Rozporządzenie REMIT weszło w życie 28 grudnia 2011 r. Wiąże ono w całości i jest stosowane bezpośrednio we wszystkich państwach członkowskich, tj. nie wymaga implementacji do systemów prawnych państw członkowskich i obowiązuje nie tylko państwa członkowskie, lecz wszystkie podmioty, do których jest skierowane.

Rozporządzenie REMIT nakłada obowiązek podawania informacji wewnętrznych do wiadomości publicznej. Dodatkowe obowiązki, które wchodzą w życie po przyjęciu przez KE tzw. aktów wykonawczych, to obowiązki zarejestrowania się jako uczestnik rynku w rejestrze prowadzonym przez krajowego regulatora, obowiązek przekazywania informacji o zawartych transakcjach i składanych zleceniach (raportowania transakcji) oraz obowiązek przekazywania danych fundamentalnych.

Relacje inwestorskie i regulacje rynków finansowych

PGNiG jako emitent akcji, spółka notowana na giełdzie, zobowiązane jest do wykonywania obowiązków ustawowych dotyczących informowania akcjonariuszy o ważnych zdarzeniach na bazie krajowych aktów prawnych, do których należą m.in.: Kodeks Spółek Handlowych, Ustawa o ofercie publicznej, Ustawa o obrocie instrumentami finansowymi, Ustawa o rachunkowości, Rozporządzenie ws. informacji bieżących i okresowych oraz europejskich aktów prawnych: Market Abuse Regulation i Transparency Directive.

W Spółce oraz w Grupie PGNiG obowiązuje procedura dotycząca wykonywania obowiązków informacyjnych spółki publicznej, do której stosowania zobowiązany jest każdy pracownik.

Stosowany zbiór zasad ładu korporacyjnego

Grupa Kapitałowa PGNiG przywiązuje dużą wagę do właściwego wypełniania zasad ładu korporacyjnego. W sposób uczciwy, równy i rzetelny traktujemy wszystkich akcjonariuszy, dokładając wszelkich starań, by zbudować jak najlepsze relacje pomiędzy inwestorami a organami Spółki.

Walne Zgromadzenie

Walne Zgromadzenie jest najwyższym organem PGNiG, realizującym uprawnienia akcjonariuszy. Poprzez Walne Zgromadzenie akcjonariusze wypełniają swoje prawa korporacyjne, między innymi rozpatrując i zatwierdzając sprawozdania Zarządu, podejmując decyzje dotyczące wielkości, sposobu oraz terminu wypłaty dywidendy z zysku. Gremium to udziela członkom innych organów PGNiG absolutorium z wykonania obowiązków,

powołuje członków Rady Nadzorczej, a także podejmuje decyzje dotyczące majątku Spółki.

Rada Nadzorcza

Rada Nadzorcza sprawuje stały nadzór nad funkcjonowaniem PGNiG we wszystkich dziedzinach jego działalności, zgodnie z zasadami określonymi w **Regulaminie Rady Nadzorczej**. W skład Rady Nadzorczej wchodzi od pięciu do dziewięciu członków (w tym jeden niezależny), powoływanych na trzyletnią, wspólną kadencję przez Walne Zgromadzenie PGNiG. Skarb Państwa jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej tak długo, jak pozostaje akcjonariuszem PGNiG. Dodatkowo w Radzie Nadzorczej liczącej do sześciu członków, dwóch z nich – a gdy Rada liczy od siedmiu do dziewięciu członków, trzech z nich – jest powoływanych przez pracowników PGNiG.

Zarząd

Zarząd jest organem wykonawczym, kierującym działalnością PGNiG i reprezentującym Spółkę we wszystkich czynnościach sądowych i pozasądowych. W Zarządzie PGNiG zasiada od dwóch do siedmiu osób, przy czym liczbę członków określa Rada Nadzorcza. Członkowie Zarządu są powoływani na wspólną kadencję, która trwa trzy lata. Do kompetencji tego organu należą wszelkie sprawy związane z prowadzeniem działalności PGNiG, które nie zostały zastrzeżone przepisami prawa lub postanowieniami **Statutu**. Zarząd działa na podstawie przepisów prawa, ze szczególnym uwzględnieniem przepisów Kodeksu spółek handlowych oraz postanowień Statutu i **Regulaminu Zarządu**.

Komitet Audytu

Komitet Audytu działa w ramach Rady Nadzorczej jako stały organ od 27 listopada 2008 r. Składa się z co najmniej trzech członków Rady, w tym przynajmniej jednego członka niezależnego od Spółki i podmiotów pozostających w istotnym powiązaniu z PGNiG, powoływanego przez Walne Zgromadzenie zgodnie ze Statutem PGNiG. Osoba ta musi być kompetentna w dziedzinie rachunkowości i finansów. Członkowie Komitetu Audytu są powoływani przez Radę Nadzorczą.

Zasady powoływania i odwoływania osób zarządzających

Zgodnie ze Statutem, członków Zarządu lub cały Zarząd powołuje i odwołuje Rada Nadzorcza. Powołanie na członka Zarządu następuje po przeprowadzeniu postępowania kwalifikacyjnego na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 18 marca 2003 r. w sprawie przeprowadzania postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko członka Zarządu w niektórych spółkach handlowych (Dz.U. Nr 55, poz. 476, ze zm.). 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 ważnie 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 na ręce Rady Nadzorczej oraz przekazać do wiadomości, Akcjonariuszowi – Skarbowi Państwa (reprezentowanemu przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa). 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.



Zobacz również:
[www.pgnig.pl/
lad-korporacyjny/
rada-nadzorcza/
regulamin](http://www.pgnig.pl/lad-korporacyjny/rada-nadzorcza/regulamin)



Zobacz również:
[www.pgnig.pl/pgnig/
lad-korporacyjny/
walne-zgromadzenie](http://www.pgnig.pl/pgnig/lad-korporacyjny/walne-zgromadzenie)



Zobacz również:
[www.pgnig.pl/pgnig/
lad-korporacyjny/
statut](http://www.pgnig.pl/pgnig/lad-korporacyjny/statut)



Zobacz również:
[www.pgnig.pl/
lad-korporacyjny/
zarząd/regulamin](http://www.pgnig.pl/lad-korporacyjny/zarząd/regulamin)



Zobacz również:
[www.pgnig.pl/pgnig/
lad-korporacyjny/
komitet-audytu](http://www.pgnig.pl/pgnig/lad-korporacyjny/komitet-audytu)



Informacje dla akcjonariuszy w związku z Walnymi Zgromadzeniami

Akcjonariusz lub akcjonariusze reprezentujący co najmniej 5% kapitału zakładowego mogą żądać umieszczenia określonych spraw w porządku obrad tego Zgromadzenia. Żądanie takie winno być przesłane do Spółki na piśmie bądź w postaci elektronicznej na skrzynkę e-mail: wz@pgnig.pl, 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 powinni udokumentować swe uprawnienie do wykonywania tego prawa, przedstawiając odpowiednie dokumenty w formie pisemnej.

Akcjonariusz lub akcjonariusze Spółki reprezentujący co najmniej 5% kapitału zakładowego mogą przed terminem Walnego Zgromadzenia zgłaszać Spółce na piśmie lub drogą elektroniczną na skrzynkę e-mail: wz@pgnig.pl projekty uchwał dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad Walnego Zgromadzenia lub spraw, które mają zostać wprowadzone do porządku obrad. Projekty uchwał powinny być sporządzone w języku polskim w programie Word. Akcjonariusze powinni udokumentować swe uprawnienie do wykonywania tego prawa, przedstawiając odpowiednie dokumenty w formie pisemnej.

Każdy akcjonariusz może podczas obrad Walnego Zgromadzenia zgłaszać projekty uchwał dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad. Projekty te winny być przedstawione w języku polskim.

Akcjonariusze mogą uczestniczyć w Walnym Zgromadzeniu osobiście lub przez pełnomocników. Zgodnie z art. 412¹ § 2 ksh,

pełnomocnictwo do uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu spółki publicznej i wykonywania prawa głosu wymaga udzielenia pełnomocnictwa. Pełnomocnictwo powinno być udzielone na piśmie lub w postaci elektronicznej. Pełnomocnictwo winno być sporządzone w języku polskim i może być przesłane do Spółki przed Walnym Zgromadzeniem w wersji elektronicznej w formacie PDF (skan) na adres e-mail: wz@pgnig.pl. Akcjonariusze i pełnomocnicy powinni posiadać przy sobie dowód tożsamości.

W związku z tym, iż Spółka nie przewiduje możliwości uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej (w tym wypowiedania się w trakcie Walnego Zgromadzenia przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej), wykonywania prawa głosu drogą korespondencyjną lub przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej, formularze do głosowania przez pełnomocników nie będą publikowane.

Przedstawiciele osób prawnych powinni dysponować oryginałem lub poświadczoną przez notariusza kopią odpisu z właściwego rejestru (z ostatnich 3 miesięcy), a jeżeli ich prawo do reprezentowania nie wynika z rejestru, to powinni dysponować pisemnym pełnomocnictwem (w oryginale lub kopii poświadczonej przez notariusza) oraz aktualnym na dzień wydania pełnomocnictwa oryginałem lub poświadczoną przez notariusza kopią odpisu z właściwego rejestru.

Prawo uczestnictwa w WZ mają tylko osoby będące akcjonariuszami w dniu rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu, tj. na 16 dni przed datą Walnego Zgromadzenia.

Osoba uprawniona do uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu może uzyskać pełny tekst dokumentacji, która ma być przedstawiona Walnemu Zgromadzeniu oraz projekty uchwał lub uwagi Zarządu bądź Rady Nadzorczej w siedzibie Spółki. Osoba taka może również uzyskać odpisy sprawozdania Zarządu

z działalności Spółki i sprawozdania finansowego wraz z odpisem sprawozdania Rady Nadzorczej Spółki oraz opinii biegłego rewidenta, najpóźniej na 15 dni przed dniem Walnego Zgromadzenia, natomiast odpisy wniosków w pozostałych sprawach objętych porządkiem obrad będą wydawane w terminie tygodnia przed Walnym Zgromadzeniem.

Lista akcjonariuszy uprawnionych do uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu, zgodnie z art. 407 § 1 Kodeksu spółek handlowych zostaje wyłożona w siedzibie Spółki w Warszawie przy ulicy Marcina Kasprzaka 25 przez 3 dni powszednie przed dniem Zgromadzenia.

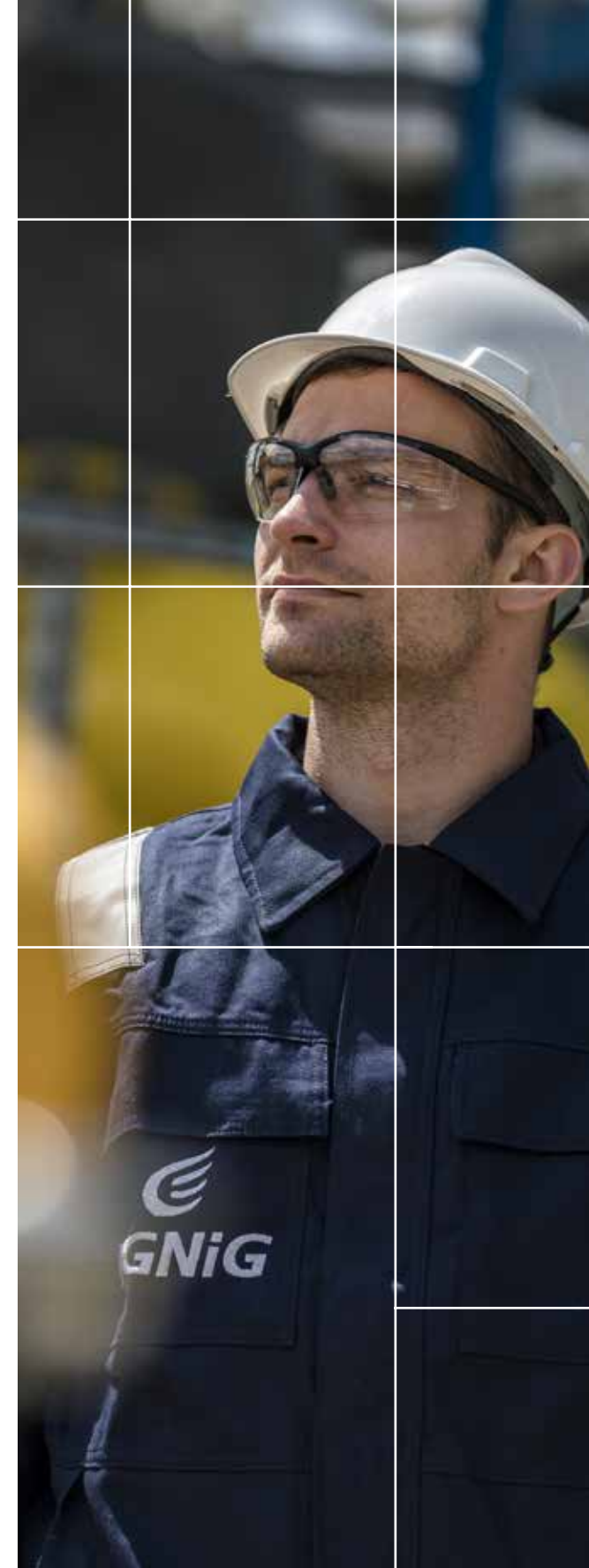
Dobre praktyki

„Dobre Praktyki Spółek Notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych 2016” są wynikiem pracy ekspertów wchodzących w skład Komitetu Konsultacyjnego GPW ds. ładu korporacyjnego, reprezentujących interesy różnych grup uczestników rynku kapitałowego. Zasadom i regulacjom z nimi związanym podlegają emitenci akcji dopuszczonych do obrotu na rynku regulowanym GPW.

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 2016 r. dostępna jest na korporacyjnej stronie internetowej Spółki w zakładce [Ład korporacyjny/ Dobre praktyki](#).

 Zobacz również:
www.gpw.pl/dobre-praktyki

 Zobacz również:
www.pgnig.pl/pgnig/lad-korporacyjny/dobre-praktyki



Zarządzanie Kapitałem Ludzkim

Pracownicy są kluczowym fundamentem funkcjonowania organizacji, który stanowi o wartości Grupy Kapitałowej PGNiG i skuteczności jej rozwoju. Grupa PGNiG stara się zapewnić pracownikom stabilne warunki zatrudnienia, stwarzając jednocześnie dogodne możliwości

rozwoju zawodowego w przyjaznym i bezpiecznym miejscu pracy.

Grupa 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.

(G4-10, G4-LA1)

Struktura zatrudnienia w Grupie PGNiG

Zatrudnienie Grupy PGNiG według segmentów

Grupa PGNiG	2017	2016*	2015	2014	2013
Poszukiwanie i Wydobywanie	6 998	7 720	8 903	10 221	10 754
Obrót i Magazynowanie	2 961	3 520	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	1 315	1 305	1 605	1 990
Razem	24 694	25 271	25 419	28 996	30 930

* Dane za 2016 r. po zmianach w związku z rekasyfikacją działalności Grupy PGNiG w 2017 r. – nastąpiło przesunięcie części zatrudnienia z segmentu Obrót i Magazynowanie do segmentu Pozostała działalność.

Według stanu na 31 grudnia 2017 r. zatrudnienie w Grupie PGNiG wynosiło 24 694 osób i było niższe o 577 osób (2%) w relacji do stanu z 31 grudnia 2016 r.

W segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie odnotowano istotny spadek zatrudnienia. W relacji do stanu z 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 Drilling kontynuowany był rozpoczęty w 2016 r. proces restrukturyzacji zatrudnienia, w efekcie czego zwol-

nionych zostało kolejnych 195 pracowników (8%).

W relacji do stanu z 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 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 Odejść (PDO).

W segmencie Pozostała działalność w relacji do stanu z 31 grudnia 2016 r. odnotowano

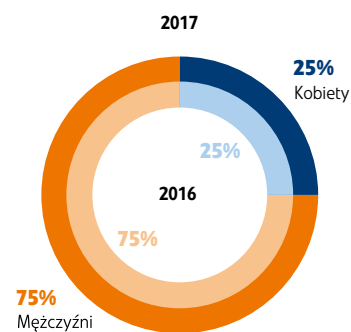
spadek stanu zatrudnienia o 88 osób (5%), na co złożył się szereg zmian w poszczególnych spółkach segmentu. Do najistotniejszych zdarzeń wpływających na stan zatrudnienia segmentu Pozostała działalność należy zaliczyć:

- 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 Grupy PGNiG,
- powołanie nowej jednostki Towarzystwa Ubezpieczeń Wzajemnych - Polski Gaz TUW, której działalność będzie związana z ubezpieczeniem majątku Grupy Kapitałowej PGNiG. Stan zatrudnienia w nowej spółce na 31 grudnia 2017 r. wynosił 29 osób.

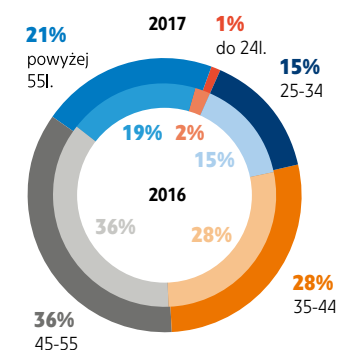
Struktura zatrudnienia w Grupie PGNiG

(zatrudnienie na koniec 2017 r.)

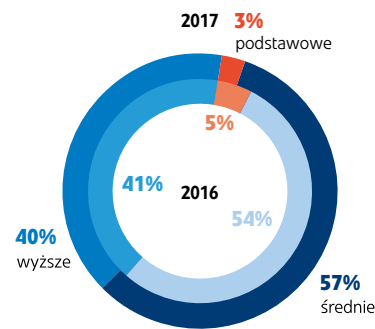
pleć



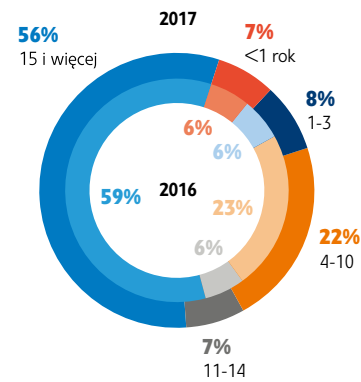
wiek



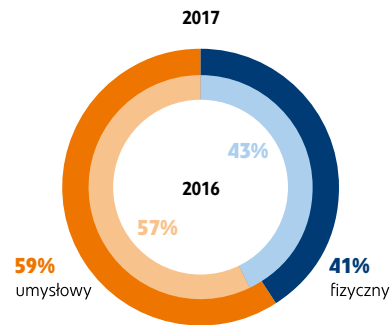
wykształcenie



staż pracy



rodzaj pracy



Fluktuacja – nowo zatrudnieni/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	50	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 Grupie PGNiG

Jednostki organizacyjne	Nowo zatrudnieni w 2017r. w proc. do wszystkich pracowników	Odejścia z pracy w 2017 r. w proc. do wszystkich pracowników
PGNiG	4,02%	3,21%
Grupa PGNiG	6,91%	6,13%

Rekrutacja

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 pierwszej kolejności brani są pod uwagę pracownicy Grupy PGNiG, co pozwala w pełni wykorzystać ich potencjał.

Praktyki studenckie i programy stażowe

PGNiG uczestniczy w szeregu inicjatyw i konkursach stażowych, w ramach których wyłania się kandydatów. Spółka umożliwia im odbycie stażu i praktyk zawodowych. Oferowane przez PGNiG 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 działania zaangażowało się 25 ambasadatorów i 21 mentorów.

W Programie Praktyk Letnich w ramach GeoTalentu 47 studentów i tegorocznych absolwentów miało okazję zdobywać doświadczenie w branży poszukiwawczo-wydobywczej.

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 programie „Staż z TERMIKĄ” wzięło udział jedenastu, a w roku 2017 dziesięciu studentów. W okresie lipiec - wrzesień odbywali oni staże w siedmiu (2016) i ośmiu (2017) jednostkach organizacyjnych.

Liczba uczestników staży i praktyk w Grupie PGNiG w latach 2016-2017

Jednostki organizacyjne	Liczba praktyk i staży w 2017 r.		Liczba praktyk i staży w 2016 r.	
	Uczniowie	Studenci	Uczniowie	Studenci
Grupa PGNiG	225	258	208	312
PGNiG	7	109	10	117

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.

Różnorodność w miejscu pracy

Spółka ma wdrożony zakaz dyskryminacji w miejscu pracy i działa na rzecz tworzenia i promocji różnorodności. Polityki personalna i system zarządzania programem etycznym oraz inne przepisy wewnętrzne zapewniają

brak dyskryminacji. Spółka nie posiada odrębnej polityki różnorodności, jednakże jest od 2013 r. sygnatariuszem Karty Różnorodności. Podczas procesu rekrutacji zachowane są standardy braku dyskryminacji, w tym ze względu na płeć czy niepełnosprawność.

Urlopy rodzicielskie

(G4-LA3)

Pracownicy Grupy PGNiG korzystający z urlopów związanych z rodzicielstwem (macierzyński/tacierzyński i rodzicielski) w 2017 r.

Jednostki organizacyjne	Ogółem	Kobiety	Mężczyźni
PGNiG	147	143	4
Grupa PGNiG	823	595	228

Pracownicy Grupy PGNiG, którzy wrócili do pracy po urlopie związanym z rodzicielstwem w 2017 r.

Jednostki organizacyjne	Ogółem	Kobiety	Mężczyźni
PGNiG	103	101	2
Grupa PGNiG	624	403	221

Wskaźnik powrotów do pracy w Grupie 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%.

Za urlop związany z macierzyństwem uznaje się wszystkie rodzaje urlopów przysługujące z tytułu urodzenia/przyjęcia dziecka - np: urlop macierzyński, dodatkowy urlop macierzyński, urlop rodzicielski, urlop wychowawczy.

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 spółce;
- premię roczną – której wysokość uzależniona jest od osiągniętych przez Spółkę wyników finansowych, każdorazowo negocjowana ze strona społeczną.

(G4-11)

Polityka wynagradzania

Podstawową regulacją wewnętrzną w PGNiG w zakresie polityki wynagradzania stanowi Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy (ZUZP) zawarty z zakładowymi organizacjami związków zawodowych 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

Rozwój pracownika

Zarządzanie potencjałem pracowników – szkolenia i programy rozwojowe

Kluczową rolę w procesie rozwoju kompetencji kadr odgrywa system zarządzania szkoleniami. Pracownicy mają możliwość podwyższenia swoich kwalifikacji zawodowych poprzez

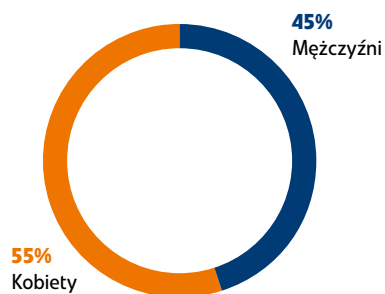
(G4-LA9, G4-LA10, G4-LA11)

(G4-LA12)

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.

Od czerwca 2016 r. istnieje System Identyfikacji Talentów Organizacji (SITO), który zainicjował Akademię Liderów Przyszłości (ALP). Celem Programu SITO jest wyłonienie pracow-

Liczba godzin szkoleniowych w podziale na płeć



Współpraca ze związkami zawodowymi

W PGNiG funkcjonuje wiele organizacji związkowych. Stała współpraca ze stroną 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:

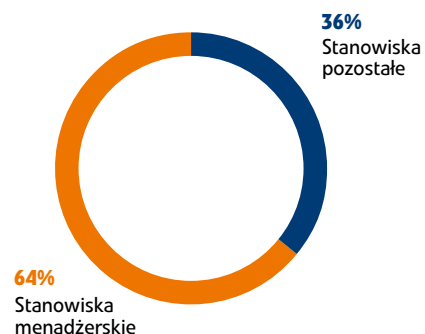
- W marcu 2017 r. zawarte zostało porozumienie w sprawie uzgodnienia wskaźnika wzrostu wynagrodzeń, zasad jego podziału

ników 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 menedżerskich.

Liczba godzin szkoleniowych przypadająca średnio na pracownika PGNiG w 2017 r. to 32 godzin.

Liczba godzin szkoleniowych przypadająca średnio na pracownika Grupy PGNiG w 2017 r. to 24 godzin.

Liczba godzin szkoleniowych w podziale na rodzaj zajmowanego stanowiska



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 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.

Bezpieczeństwo i higiena pracy

Spółki Grupy PGNiG zarządzają obszarami: jakości, ochrony środowiska oraz bezpieczeństwa i higieny pracy w oparciu o jedną Politykę QHSE. Określa ona cele i kierunki działań spółek Grupy PGNiG w powyższym zakresie i stanowi ich zobowiązanie 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.

Grupa 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.

Najważniejsze zadania zrealizowane w 2017 r. w obszarze BHP:

- wybór narzędzia informatycznego do Identyfikacji Wymagań Prawa m.in. z zakresu BHP dotyczących działalności Grupy 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 Grupie PGNiG,
- prowadzenie wspólnych działań profilaktycznych, w ramach Polityki Grupy PGNiG, poprawiających bezpieczeństwo w środowisku pracy w Grupie Kapitałowej 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 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

(G4-LA6)

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 służb BHP, 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, dbając także 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 Grupy PGNiG, jak również przez wykonawców czy dostawców realizujących prace na rzecz naszej Grupy Kapitałowej.

Mierniki działań z zakresu bezpieczeństwa prowadzonych prac:

Miernik	PGNiG	Grupa 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 Grupie PGNiG

Liczba wypadków przy pracy w całej Grupie PGNiG w odniesieniu do 2016 r. spadła o 2,5%. Natomiast liczba poszkodowanych

w wypadkach przy pracy spadła o 1,9%. Poniższe tabele przedstawia szczegóły dot. wypadków w Grupie PGNiG oraz innych zagadnień BHP.

Łączna liczba wypadków w Grupie PGNiG w 2017 r.

Jednostka organizacyjna	Ogólna liczba wypadków	Ilość osób poszkodowanych w wypadkach	w tym poszkodowani			liczba wypadków 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	w wypadkach przy pracy	liczba wypadków	ilość osób	śmierć	ciężkie uszkodzenia ciała	lekkie uszkodzenia ciała		ciężkość choroby na 1000 zatrudnionych	ciężkość choroby na jeden wypadek
Centralna Spółka 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 Servis	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 Grupa PGNiG	204	210	204	6	6	12	1	2	207	11 618	9,0	57	

Wskaźniki F, Wc, LDR, IR dla Grupy 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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Grupa 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 Grupy 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 Grupa 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 techniczno-eksploatacyjną	
	Wstępne nowoprzyjętych pracowników	Okresowe	Szkolenia z udzielania pierwszej pomocy	Inne		
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 Grupa PGNiG	1 144	11 860	1 624	674	15 152	299



Przeliczniki i słownik pojęć

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	10,97
1 mln t ropy naftowej	1,113	1	0,81	41,86	7,5 – 7,8*	11,65
1 mln t LNG	1,38	1,23	1	55	8,68	14,34
1 PJ	0,026	0,023	0,019	1	0,1635	0,28
1 mln boe	0,16	0,128 – 0,133*	0,12	6,118	1	1,70
1 TWh	0,091	0,086	0,07	3,6	0,59	1

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

Słownik wybranych pojęć finansowych i giełdowych

EBITDA (ang. earnings before interest, taxes, depreciation and amortization) – zysk przed odsetkami, opodatkowaniem i amortyzacją.

EBIT (ang. earnings before interest and taxes) – zysk przed odsetkami i opodatkowaniem, inaczej zysk operacyjny.

ROE (ang. return on equity) – wskaźnik rentowności kapitału własnego, liczony jako iloraz zysku netto w relacji do stanu kapitałów własnych.

ROA (ang. return on assets) – wskaźnik rentowności aktywów ogółem, liczony jako iloraz zysku netto w relacji do stanu aktywów ogółem.

P/E (Cena/Zysk, ang. price/earnings ratio) – wskaźnik wartości rynkowej, liczony jako iloraz rynkowej ceny akcji w relacji do zysku netto przypadającej na jedną akcję.

P/BV (Cena/Wartość Księgowa, ang. price/book value ratio) – wskaźnik wartości rynkowej, liczony jako iloraz rynkowej ceny akcji w relacji do księgowej ceny akcji.

EV/EBITDA (Wartość Przedsiębiorstwa/EBITDA, ang. Enterprises Value/ EBITDA) – wskaźnik wartości rynkowej, liczony jako iloraz sumy wartości kapitalizacji giełdowej przedsiębiorstwa oraz zadłużenia netto w relacji do zysku operacyjnego i amortyzacji.

Dywidenda na akcję (Dywidenda/Cena Akcji, ang. dividend per share) – wskaźnik wartości rynkowej, liczony jako iloraz dywidendy wypłaconej za wskazany rok obrotowy w relacji do liczby wymiarywanych akcji ogółem.

Kontakt

Centrala Spółki

ul. M. Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
Tel.: 22 589 45 55
Internet: pgnig.pl

Departament Public Relations

E-mail: media@pgnig.pl

Departament Marketingu

Tel.: 22 691 45 92

Dział Relacji Inwestorskich

Tel.: 22 589 43 22,
Tel.: 22 589 48 46,
Tel.: 22 589 47 97
E-mail: ri@pgnig.pl
Internet: ri.pgnig.pl

PGNiG SA Oddział Obrotu Hurtowego w Warszawie

ul. M. Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
Tel.: 22 589 44 25
E-mail: sekretariat.ooh@pgnig.pl

PGNiG SA Oddział Geologii i Eksploatacji w Warszawie

ul. M. Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
Tel.: 22 589 43 65
Internet: ogie.pgnig.pl

PGNiG SA Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze w Warszawie

ul. M. Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
Tel.: 22 632 23 68,
Tel.: 22 691 85 07-10
E-mail: clpb@pgnig.pl
Internet: clpb.pgnig.pl

PGNiG SA Oddział w Sanoku

ul. Sienkiewicza 12, 38-500 Sanok
Tel.: 13 465 21 00
E-mail: sanok@pgnig.pl
Internet: sanok.pgnig.pl

PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze

ul. Boh. Westerplatte 15, 65-034 Zielona Góra
Tel.: 68 329 14 00
E-mail: zielonagora@pgnig.pl
Internet: zielonagora.pgnig.pl

PGNiG SA Oddział w Odolanowie

ul. Krotoszyńska 148, 63-430 Odolanów
Tel.: 62 736 44 41
E-mail: odolanow@pgnig.pl
Internet: odolanow.pgnig.pl

PGNiG SA Oddział Ratownicza Stacja Górnicza Otworowego w Krakowie

ul. Sołtysowska 25A, 31-589 Kraków
Tel.: 12 644 51 54,
Tel.: 12 695 188 498
E-mail: rsgo@pgnig.pl
Internet: rsgo.pgnig.pl

PGNiG SA Oddział KPMG Mogilno w Pałędziu Dolnym

88-314 Pałędzie Dolne
Tel.: 22 860 05 75

PGNiG SA Oddział Operatorski w Pakistanie

House No 2, Street 40, Sektor F.6/1
Islamabad 44000, Pakistan
Tel.: +92 51 265 45 91
Faks: +92 51 265 45 94

Przedstawicielstwa PGNiG SA

Przedstawicielstwo PGNiG SA w Brukseli

Rond Point Schuman 6
1040 Brussels, Belgia
Tel.: +32 2 2347980
Faks: +32 2 2347912
E-mail: brussels@pgnig.pl

Przedstawicielstwo PGNiG SA w Moskwie:

ul. Wawilowa dom 79, korpus 1, biuro nr 5
ул. Вавилова д. 79, кор. 1, офис № 5
117335 Moskwa/Москва, Rosja/Rossija
Tel.: +7 (495) 775 38 56
Faks: +7 (495) 775 38 57
E-mail: moscow@pgnig.pl

Przedstawicielstwo PGNiG SA w Kijowie

ul. Sz. Rustaweli 31b, m. 16
вул. Ш. Руставелі 31 – б, кв. № 16
01 333 Kijów/м. Київ, Ukraina/Україна
Tel./Faks: +380 44 284 34 01
E-mail: kiev@pgnig.pl

Przedstawicielstwo PGNiG SA w Republice Białorusi

225081 obwód brzeski,
rejon kamieniecki,
wieś Makarowa, Białoruś
Stacja Pomiaru Gazu „Wysokoje”
Tel./Faks: +375 163 171 368

Biuro handlowe PGNiG Supply & Trading w Londynie

48 Dover St., Mayfair, London W1S
E-mail: info@pst-energie.com

