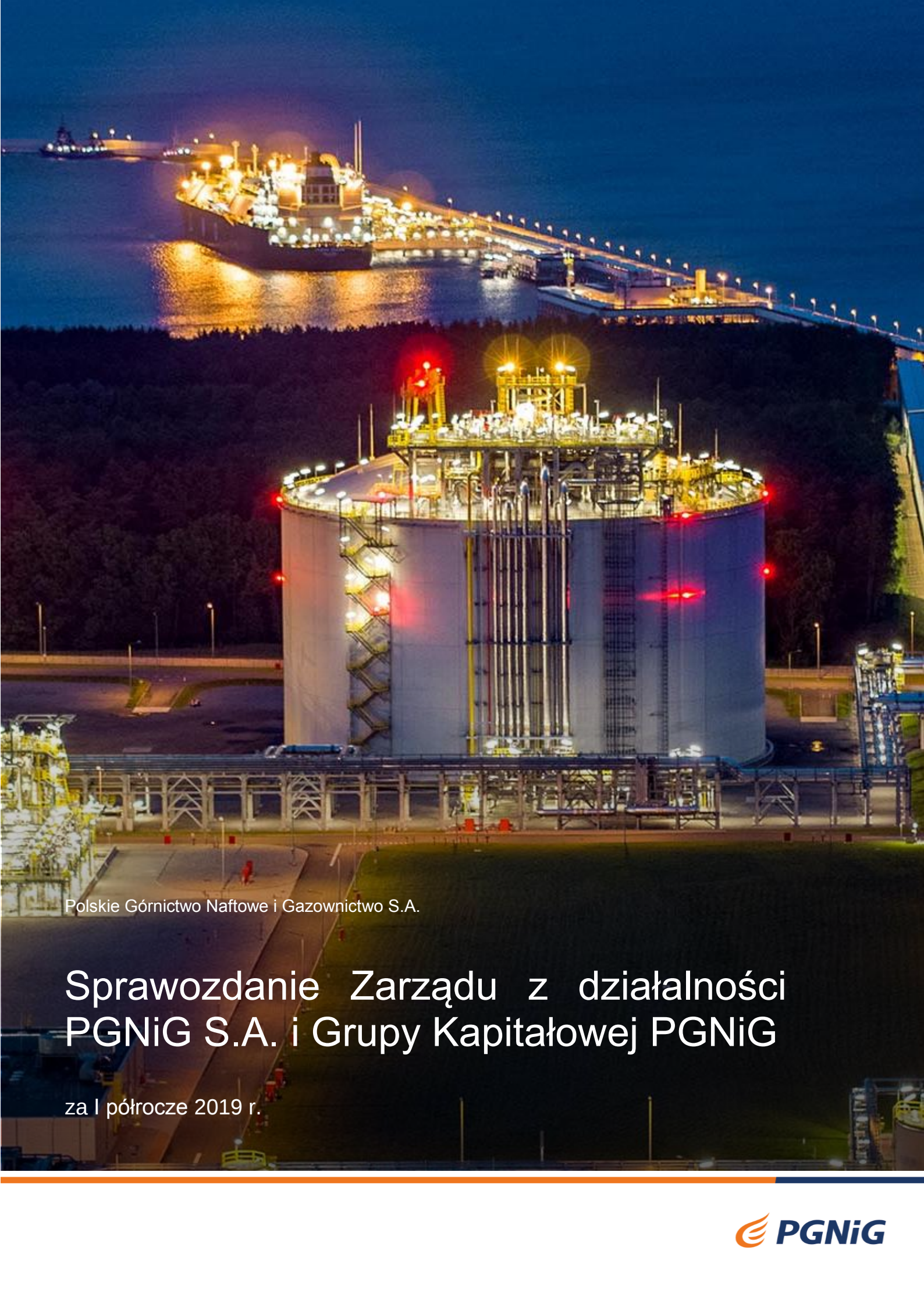




Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

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

za I półrocze 2019 r.

Definicje

Ileokroć w niniejszym Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG i Grupy Kapitałowej PGNiG za I półrocze 2019 r. występują poniższe frazy i w treści sprawozdania nie jest wskazane inaczej, następujące skróty i wyrażenia należy interpretować odpowiednio:

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

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

W zakresie stosowanych jednostek: „**bbl**” – 1 baryłka ropy naftowej; „**boe**” – ekwiwalent baryłki ropy naftowej; „**LNG**” – skroplony gaz ziemny (*ang. liquefied natural gas*); „**Mg**” – 1 megagram równy tonie, jednostka stosowana do określenia ilości odpadów; „**MWt**” – 1 megawat energii cieplnej, „**MWe**” – 1 megawat energii elektrycznej, „**NGL**” – gaz składający się z cięższych niż metan molekuł: etanu, propanu, butanu, izobutanu itp. (*ang. natural gas liquids*); „**PJ**” – 1 petadżul; „**TWh**” – 1 terawatogodzina.

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

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

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

Przeliczniki

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

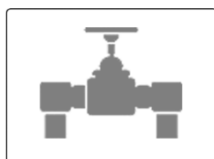
* stosowany przelicznik różny dla ropy naftowej wydobywanej w Polsce i Norwegii

SPIS TREŚCI

1.	Grupa Kapitałowa PGNiG w I półroczu 2019 roku	4
1.1.	Kluczowe wskaźniki finansowe i operacyjne	4
1.2.	Kalendarz wydarzeń	5
1.3.	Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego	5
1.4.	Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG	6
2.	Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG	7
2.1.	Misja, Wizja, Cel nadrzędny	7
2.2.	Wyzwania	7
2.3.	Strategia GK PGNiG	7
2.4.	Ryzyko	8
2.5.	Badania, Rozwój i Innowacje (B+R+I)	8
3.	Otoczenie regulacyjne i rynkowe	13
3.1.	Otoczenie regulacyjne	13
3.2.	Ceny paliw i kursy walut	15
4.	Wyniki finansowe w I półroczu 2019 r.	21
4.1.	Wybrane dane finansowe PGNiG	21
4.2.	Wybrane dane finansowe GK PGNiG	22
4.3.	Omówienie wyników finansowych GK PGNiG	23
4.4.	Przewidywana sytuacja finansowa	25
5.	Działalność operacyjna w I półroczu 2019 r.	27
5.1.	Segment Poszukiwanie i wydobywanie	27
5.2.	Segment Obrót i magazynowanie	33
5.3.	Segment Dystrybucja	42
5.4.	Segment Wytwarzanie	44
6.	Informacje uzupełniające dotyczące Grupy Kapitałowej PGNiG	47
6.1.	Organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG	47
6.2.	Pozostałe powiązania organizacyjne lub kapitałowe	48
6.3.	Władze spółki	48
6.4.	Postępowania sądowe	49
7.	Akcjonariat oraz PGNiG na GPW	52
7.1.	Struktura akcjonariatu	52
7.2.	Dywidenda	52
8.	Oświadczenie Zarządu PGNiG	53

1. Grupa Kapitałowa PGNiG w I półroczu 2019 roku

1.1. Kluczowe wskaźniki finansowe i operacyjne

22,6 mld zł	3,1 mld zł	1,7 mld zł	1,3 mld zł	53,3 mld zł
przychody ze sprzedaży	EBITDA	EBIT	zysk netto	suma bilansowa
5.	30,7 mld zł	25,0 tys.	3,5%	2,5%
największa spółka na GPW*	kapitalizacja rynkowa*	liczba pracowników	ROE	ROA
9,6	13,6		0,8	28,5 mln zł
EV/EBITDA	P/E		P/BV	średnia dzienna wartość obrotów
				
0,6 mln ton	2,2 mld m³		15,5 mld m³	3,1 mld m³
wydobycie ropy naftowej, kondensatu i NGL	wydobycie gazu ziemnego		sprzedaż gazu ziemnego w segmencie OiM	pojemności magazynów
0,4 mld m³	197		5,9 mld m³	7,4 mld m³
sprzedaż gazu ziemnego w segmencie PiW	liczba koncesji wydobywczych		wolumen sprzedaży gazu na giełdach energii	wolumen importu gazu
54	48			
liczba kopalń ropy i gazu w Polsce	liczba koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż			
				
7 mln	189 tys. km		23,0 PJ	2,3 TWh
liczba klientów	długość gazowej sieci dystrybucyjnej wraz z przyłączami		produkcja ciepła	produkcja energii elektrycznej
1 518	6,3 mld m³		5,3 GW	1,0 GW
liczba zgazyfikowanych gmin	wolumen dystrybucji gazu		moc cieplna	moc energii elektrycznej

* Kapitalizacja rynkowa wg stanu na dzień 30 czerwca 2019 r.

1.2. Kalendarz wydarzeń

Styczeń 2019

- 18.01 – Otrzymanie przez PGNiG UN od norweskiego Ministerstwa Ropy Naftowej i Energii trzech nowych koncesji w ramach corocznej rundy licencyjnej APA 2018 > [Więcej informacji – pkt 5.1.4.](#)
- 25.01 – Decyzja Prezesa URE o obniżeniu o 5% cen i stawek opłat sieciowych w Taryfie Dystrybucyjnej PSG > [Więcej informacji – pkt 3.1.1.](#)
- 25.01 – Decyzja Prezesa URE o podwyższeniu o 2,5% ceny za paliwo gazowe w Taryfie Detalicznej PGNiG OD > [Więcej informacji – pkt 3.1.1.](#)

Marzec 2019

- 11.03 – Wpłynięcie zawiadomienia o wszczęciu postępowania antymonopolowego przez Prezesa UOKiK przeciwko PGNiG TERMIKA i PGNiG > [Więcej informacji – pkt 6.4.2.](#)
- 13-18.03 – Zrealizowanie przez Grupę LOTOS i PGNiG pierwszych komercyjnych bunkrowań statków morskich gazem LNG

Kwiecień 2019

- 03.04 – Uruchomienie bloku energetycznego zasilanego metanem z pokładów węgla w Gilowicach

Maj 2019

- 20.05 – Rozpoczęcie przez Oddział PGNiG w Pakistanie wiercenia odwiertu eksploatacyjnego Rehman-6 na złożu Rehman > [Więcej informacji – pkt 5.1.4.](#)
- 23.05 – Złożenie przez Spółki Grupy Azoty oświadczenia o przedłużeniu do 30 września 2022 r. obowiązywania kontraktów na dostawy gazu ziemnego > [Więcej informacji – pkt 5.2.3.](#)

Czerwiec 2019

- 07.06 – Zawarcie przez PGNiG UN umowy zakupu udziałów w złożu King Lear od Total E&P Norge AS > [Więcej informacji – pkt 5.1.4.](#)
- 12.06 – Zawarcie przez PGNiG aneksu do umowy długoterminowej z Venture Global Plaquemines LNG, LLC > [Więcej informacji – pkt 5.2.3.](#)
- 24.06 – Zawarcie umowy kredytu konsorcjalnego przez PGNiG
- 26.06 – Podwyższenie ratingu PGNiG przez Moody's Investors Service z „Baa3” na „Baa2”
- 27.06 – Podjęcie decyzji przez ZWZ PGNiG o podziale zysku netto PGNiG za rok obrotowy 2018 > [Więcej informacji – pkt 7.2.](#)

1.3. Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego

Lipiec 2019

- 12.07 – Zawarcie przez PGNiG UN umowy zakupu udziałów w koncesjach zawierających złoża Duva od Wellesley Petroleum AS > [Więcej informacji – pkt 5.1.4.](#)
- 17.07 – Publikacja szacunkowych wybranych danych operacyjnych za II kwartał oraz I półrocze 2019 r. przez PGNiG
- 29.07 – Publikacja szacunkowych wybranych skonsolidowanych danych finansowych za II kwartał i I półrocze 2019 r. przez PGNiG
- 31.07 – Wyrażenie zgody przez NWZ PGNiG na objęcie udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym PGNiG UN

1.4. Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG

Na dzień 30 czerwca 2019 r. konsolidowane metodą pełną były spółki: PGNiG jako podmiot dominujący oraz 23 jednostki zależne (w tym 16 jednostek bezpośrednio konsolidowanych i 7 pośrednio).

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



Nazwa spółki – spółka pośrednio zależna od PGNiG.

[nazwa kraju] - Kraj rejestracji jednostki (inny niż Polska).

*Główne miejsce prowadzenia działalności (inne niż kraj rejestracji).

** W dniu 4 kwietnia 2019 r. proces likwidacji spółki został zakończony.

2. Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG

2.1. Misja, Wizja, Cel nadrzędny

Misja: Jesteśmy zaufanym dostawcą energii dla domu i biznesu.

Wizja: Odpowiedzialnie i efektywnie dostarczamy innowacyjne rozwiązania energetyczne.

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

2.2. Wyzwania

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

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

2.3. Strategia GK PGNiG

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

Założono, że na realizację polityki inwestycyjnej zostanie przeznaczonych łącznie ponad 34 mld zł w latach 2017-2022. Program inwestycyjny umożliwi wygenerowanie skumulowanego wyniku EBITDA Grupy na poziomie ok. 33,7 mld zł w latach 2017-2022 i perspektywiczny wzrost wyniku EBITDA Grupy do średniorocznego poziomu ok. 9,2 mld zł w latach 2023-2026. Jednocześnie, poziom zadłużenia netto w relacji do wyniku EBITDA powinien pozostać w całym okresie objętym Strategią na poziomie poniżej 2,0, przy utrzymaniu dotychczasowej polityki dywidendowej zakładającej wypłatę do 50% skonsolidowanego zysku netto Grupy.

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

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

Cele strategiczne w poszczególnych obszarach oraz podsumowanie ich realizacji w I półroczu 2019 r. zostały szczegółowo opisane w **punktach 5.1-5.4**.

2.4. Ryzyko

W I półroczu 2019 r. nie nastąpiły istotne zmiany w charakterze, sile oddziaływania i poziomie prawdopodobieństwa wystąpienia ryzyka w działalności GK PGNiG. Szczegółowy opis ryzyka w poszczególnych segmentach działalności został zamieszczony w pkt. 8 Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG za 2018 r. www.pgnig.pl

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

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

Szczegółowy opis powyższego ryzyka ujęto w Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy Kapitałowej PGNiG za 2018 r. w punkcie 7.3. www.pgnig.pl

2.5. Badania, Rozwój i Innowacje (B+R+I)

W I półroczu 2019 r. w PGNiG i Grupie PGNiG kontynuowano działania w obszarze badań, rozwoju i innowacji w ramach dwóch departamentów oraz Oddziału Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze. W minionym okresie sprawozdawczym głównym celem obszaru było usprawnienie procesów oraz udoskonalenie produktów i usług wspierających rozwój innowacji w GK PGNiG.

2.5.1. Departament Innowacji i Rozwoju Biznesu

Portfel Obszaru Innowacje

Departament Innowacji i Rozwoju Biznesu PGNiG – za pośrednictwem Obszarowego Biura Zarządzania Projektami Innowacyjnymi – w I półroczu 2019 r. nadzorował i monitorował przebieg oraz wydatki 106 projektów innowacyjnych, z których 89 znajdowało się w fazie realizacji, w tym:

- 15 projektów realizowanych i/lub finansowanych przez Departament Innowacji i Rozwoju Biznesu: Geo Metan II, Centrum Startupowe InnVento, SORGE, Kelvin, Fundusze Norweskie, PMEF, PGNiG Ventures, Helios, Cyfrowe złoża, Trigonostoma, Koncepcja opracowania i budowy mobilnej instalacji do próbkowania LNG, Smok 3D, Smok 4P, Microcoiled tubing ¼", Modernizacja silnika gazowego GMVH-12.
- 74 projekty realizowane i finansowane przez Spółki GK (Exalo Drilling - 3 projekty, Gas Storage Poland - 14 projektów, Gas Trading - 2 projekty, Geofizyka Toruń - 3 projekty, Gazoprojekt - 4 projekty, PGNiG OD - 16 projektów, PGNiG Serwis - 2 projekty, PGNiG Technologie - 1 projekt, PGNiG Termika - 6 projektów oraz PSG - 23 projekty).

W I półroczu 2019 r. zakończonych zostało 17 projektów, w tym:

- 2 projekty innowacyjne realizowane i/lub finansowane przez Departament Innowacji i Rozwoju Biznesu: VPP Prąd, Automatyczny wrzutnik świec.
- 15 projektów realizowanych i finansowanych przez Spółki GK (Exalo Drilling - 5 projektów, Gas Storage Poland - 4 projekty, PGNiG OD - 5 projektów oraz PSG - 1 projekt).

Na projekty innowacyjne realizowane w PGNiG wydatkowano ponad 1 mln. zł.

W I półroczu 2019 r. Rada Portfela Obszaru Innowacji pozytywnie zarekomendowała 7 nowych przedsięwzięć do realizacji (PGNiG Ventures, Smok 3D, Smok 4P, Modernizacja silnika gazowego GMVH-12, Easy UnPack, IMOD, Helios). Zarząd Spółki wyraził zgodę na uruchomienie innowacyjnego projektu pn. „PGNiG Ventures”, którego głównym celem jest utworzenie podmiotu w ramach GK PGNiG zdolnego do prowadzenia działalności inwestycyjnej w projekty innowacyjne o wysokim potencjale rozwoju. Z jednej strony będzie to stanowić wzmocnienie podstawowych segmentów biznesu PGNiG (poszukiwanie, wydobywanie, obrót, magazynowanie, dystrybucja, wytwarzanie), a z drugiej umożliwi wejście w nowe obszary biznesowe, wykorzystując narzędzia inwestycji pośrednich i bezpośrednich na rynku venture. Zakłada się, że utworzenie wehikułu inwestycyjnego potrwa ok. 6 miesięcy.

InnVento

Działania Centrum Startupowego InnVento w I półroczu 2019 r. skupiały się wokół 3 filarów:

1. Współpraca z wyspecjalizowanymi partnerami w zakresie poszukiwania startupów:

W I półroczu 2019 r. kontynuowano 6 pilotażowych wdrożeń startupów wyłonionych m.in. w ramach współpracy z MIT Enterprise Forum Poland. Z Fundacją im. Lesława A. Pagi zrealizowano programy Akademia Energii oraz Young Innovators. Stworzona została platforma wymiany wiedzy pomiędzy praktykami z wieloletnim doświadczeniem w branży energetycznej a osobami rozpoczynającymi karierę w tym sektorze. Nawiązano współpracę z nowymi partnerami: Stowarzyszeniem Naukowo-Technicznym Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego (SITPNiG) oraz Koalicją na Rzecz Polskich Innowacji, co przyczyni się do wymiany dobrych praktyk w zakresie Innowacji oraz zwiększy możliwości międzynarodowej kooperacji.

Departament sformalizował współpracę z Fundacją Startup Hub Poland (SHP), która złożyła wniosek w konkursie „Poland Prize” organizowanym przez Polską Agencję Rozwoju Przemysłu. Wniosek, jako jeden z sześciu, otrzymał dofinansowanie

w wysokości ok. 5 mln zł na realizację programu. PGNiG wspólnie z SHP przeprowadził pierwszą rundę Programu, w ramach której zaproszono do Polski 8 zagranicznych startupów i przeprowadzono proces ich akceleracji. Jako najlepszy oceniony został Spottitt – brytyjski startup, który przygotowuje się do pilotażowego wdrożenia swojego rozwiązania w GK PGNiG.

2. Współpraca ze startupami przy realizacji pilotażowych wdrożeń innowacyjnych pomysłów w ramach Grupy PGNiG z:
 - PROA Technology (wynajem i personalizacja wirtualnej siły roboczej w celu szybkiej i sprawnej obsługi procesów biznesowych klientów przy wykorzystaniu własnej platformy RPA - Robotic Process Automation);
 - InnoMesh Sp. z o.o. (usługa obejmująca banki mocy, stację ładującą i aplikację internetową / mobilną, działająca w oparciu o model Access Economy);
 - Solutions 4 Tomorrow Sp. z o.o. (firma opracowująca rozwiązania dla dronów; wykorzystanie dronów do tworzenia map zanieczyszczeń powietrza, startup oferuje stację dokującą, która pozwoli UAV na uruchamianie, lądowanie i wymianę baterii całkowicie autonomicznie na ruchomej platformie, takiej jak łódź lub samochód);
 - IC Solutions (Rozwiązanie optymalizujące procesy obsługi dokumentów poprzez eliminację skanowania i automatyzację procesowania dokumentów w systemach IT);
 - Lesss (Inteligentny system sterowania oświetleniem zewnętrznym, w zależności od detekcji kamer HD, wykrywający obecność ludzi; system reguluje moc światła w zakresie 10-100%);
 - Elastic Cloud Solutions – Elastic Intranet.

W okresie sprawozdawczym poprzez InnVento zweryfikowano ok. 40 startupów. Dla najciekawszych rozwiązań zorganizowano Pitch Day celem szerszej prezentacji proponowanych rozwiązań.

3. Promocja kultury innowacyjności w GK PGNiG oraz budowanie marki Centrum Startupowego:

W I półroczu 2019 r. przeprowadzono warsztaty z przedstawicielami spółek z Grupy dotyczące „Aktualizacji potrzeb rozwojowych dla GK PGNiG”, które umożliwiły wymianę wiedzy oraz wskazały obszary działalności o największym potencjale na wykorzystanie innowacji. Zorganizowano także w przestrzeni InnVento 12 otwartych wydarzeń kierowanych do pracowników GK PGNiG, osób i podmiotów działających bądź zainteresowanych innowacjami związanymi z sektorem *oil&gas*.

Kontynuowano także działania na rzecz promocji PGNiG na rynku innowacji, poprzez aktywne uczestnictwo oraz prelekcje podczas wydarzeń branżowych, w tym Infoshare 2019 w Gdańsku, European Startup Days w Katowicach czy Impact'2019 w Krakowie.

W I półroczu 2019 r. PGNiG przystąpiło do programu szkoleniowo-doradczego Akademia Menedżera Innowacji (AMI), organizowanego przez Polską Agencję Rozwoju Przedsiębiorczości (PARP). Program AMI obejmuje 6 obszarów tematycznych, które określają kierunek merytoryczny zjazdów tematycznych oraz pracy indywidualnej w firmie: Kultura innowacyjności, Zrozumienie biznesu, Strategia, Struktura organizacyjna, Potencjał i zasoby, Procesy. Program AMI będzie realizowany przez ok. 9 miesięcy. Ma on na celu przekazanie jego uczestnikom wiedzy i umiejętności w zakresie zarządzania innowacjami w przedsiębiorstwie. W części szkoleniowej (wykładowo-warsztatowej) uczestnicy uzyskują wiedzę na temat tego jak zorganizowane są i funkcjonują przedsiębiorstwa, które skutecznie wykorzystują w swoim rozwoju innowacje. Z kolei w części doradczej, przy wsparciu doradcy i eksperta tematycznego, będą tę wiedzę przekładać na praktykę funkcjonowania odbiorcy wsparcia. AMI ma na celu zwiększenie potencjału innowacyjnego przedsiębiorstw poprzez podniesienie kompetencji pracowników.

Geo Metan II

Przedsięwzięcie „Przedeksplatacyjne odmetanowanie pokładów węgla poprzez stymulację produktywności metanu w kierunkowych otworach wiertniczych” znalazło się w gronie Laureatów XII edycji Konkursu „Teraz Polska” dla Przedsięwzięć Innowacyjnych. Złożono do Ministerstwa Środowiska Projekt robót geologicznych wykonania badawczego otworu wiertniczego Bielszowice-1K wraz z otworem kierunkowym Bielszowice-2H w celu oceny przedeksplatacyjnego odmetanowania pokładów węgla w ramach II Etapu Programu Badawczego Geo Metan.

Efektywność Energetyczna

PGNiG rozliczyło obowiązek wynikający z ustawy o efektywności energetycznej za okres IV kwartału 2016 r. oraz lata 2017-2018 poprzez umorzenie posiadanych świadectw efektywności energetycznej. Rozpoczęto wdrożenie Systemu Zarządzania Energią wg normy ISO:50001 w PGNiG SA. W ramach wprowadzanego systemu w okresie marzec-czerwiec zostało przeszkolonych ponad 1370 pracowników Oddziałów Sanok, Zielona Góra i Odolanów.

Perspektywy rozwoju

W II połowie 2019 r. planowane jest uruchomienie kolejnych projektów innowacyjnych, które przyczynią się do zwiększenia konkurencyjności w kluczowych obszarach działalności, oszczędności i uatrakcyjnienia oferty dla klientów. Z perspektywy poszerzenia zdolności do rozwoju obszaru innowacji, kluczowe będzie uruchomienie podmiotu PGNiG Ventures gotowego do pierwszych inwestycji kapitałowych. Powyższe będzie zintegrowane z aktywną penetracją rynku w celu identyfikacji najbardziej perspektywicznych projektów.

W ramach współpracy z Fundacją Start Hub Poland przy Programie „Poland Prize” zaplanowane są jeszcze 2 rundy - w ramach każdej z nich wyłonionych zostanie osiem najlepszych projektów (łącznie 24 w programie). Wybrane startupy przejdą w Polsce program akceleracji, po czym PGNiG będzie miało możliwość współpracy z nimi w ramach pilotażowych wdrożeń w GK PGNiG. Na grudzień 2019 r. przewidziany jest finał programu.

Intensyfikowane będą również pozostałe działania w ramach InnVento. Planowane są m.in. kolejne rundy Pitch Day, cykliczne spotkania z ekspertami oraz warsztaty rozwijające kompetencje w zakresie innowacji. Podejmowane są działania zmierzające do przygotowania raportu rynkowego o innowacjach w branży oil&gas i jego prezentacji na kluczowych wydarzeniach jesienią br. Trwa postępowanie na wybór akceleratorów, które już uzyskały dotacje z PARP w ramach tzw. drugiego programu ScaleUp. To poszerzy strumień dopływu startupów, zaś środki z PARP posłużą do ich akceleracji.

W zakresie realizacji projektu „Geo Metan II” planowane jest podpisanie umów o współpracy z Tauron Wydobycie oraz Jastrzębską Spółką Węglową, a także kolejnej umowy z Polską Grupą Górniczą na KWK Murcki-Staszic. Przewiduje się również przeprowadzenie postępowań, wybór wykonawcy na przygotowanie terenu oraz wykonanie odwiertów i rozpoczęcie wierceń otworów Bielszowice-1K i 2H.

W ramach obszaru Efektywności Energetycznej planowane jest m.in. uruchomienie projektu „Helios”, dzięki któremu Spółka potwierdzi swoje zaangażowanie w realizację celu krajowego związanego ze zwiększeniem produkcji energii z OZE oraz rozwojem elektromobilności poprzez utworzenie całego łańcucha od produkcji wodoru do jego tankowania na potrzeby pojazdów zasilanych wodorem.

Systematycznie przygotowywane i składane są wnioski do Prezesa URE o wydanie świadectw efektywności energetycznej, na podstawie realizowanych przez Spółkę przedsięwzięć poprawiających efektywność energetyczną.

Intensyfikowane będą działania dotyczące wdrażania Systemu Zarządzania Energią w PGNiG. Planowane są także nowe inicjatywy w zakresie efektywności energetycznej, w tym uruchomienie mechanizmu zgłaszania i nagradzania inicjatyw poprawiających efektywność energetyczną.

2.5.2. Departament Badań i Rozwoju (B+R)

Departament Badań i Rozwoju poprzez Obszarowe Biuro Zarządzania Projektami B+R nadzorował przebieg oraz monitorował wydatki 46 projektów badawczo-rozwojowych, z których 23 znajdowało się w fazie realizacji, w tym:

- 35 projektów realizowanych i finansowanych/współfinansowanych przez Departament Badań i Rozwoju, w tym program INGA składający się z 9 projektów współfinansowanych przez PGNiG;
- 11 projektów realizowanych i finansowanych przez spółki GK PGNiG (PSG – 6 projektów, Geofizyka Toruń – 3 projekty, PGNiG Termika – 2 projekty).

W I połowie 2019 r. zakończonych zostało 5 projektów, w tym:

- 3 projekty badawczo rozwojowe realizowane i finansowane przez Departament Badań i Rozwoju: „Zastosowanie spektrometrycznych pomiarów gamma na rdzeniach wiertniczych o niskiej promieniotwórczości do kalibracji, niestandardizowanych w jednostkach API, profiliowań naturalnej promieniotwórczości gamma”, „Porównanie technologii LoRa i Sigfox, analiza techniczna, elementy biznes planu”, „Badanie parametrów pracy prototypowych modułów wykonanych w technologii Sigfox, w kontekście zastosowania ich do zdalnych odczytów”.
- 2 projekty badawczo rozwojowe realizowane i finansowane przez Spółki GK PGNiG (Geofizyka Toruń): Budowa pakietu konkurencyjnych modułów GT w produkcyjnym oprogramowaniu processingowym I – program „3D Dataset Projection”, Budowa pakietu konkurencyjnych modułów GT w produkcyjnym oprogramowaniu processingowym II – program „3D Spatial Residual Amplitude Corrections”.

Na projekty badawczo-rozwojowe realizowane w GK PGNiG wydatkowano łącznie ponad 3 mln zł. W wyniku działań Departamentu Badań i Rozwoju uzyskano w PGNiG 35 propozycji nawiązania współpracy przy realizacji projektów badawczo-rozwojowych, a 17 z nich zostało zarejestrowanych jako oferta prac B+R i poddana weryfikacji. W pierwszym półroczu 2019 r. zwołano 6 posiedzeń Komisji ds. Oceny Projektów Badawczo-Rozwojowych (KOPR), na których zreferowano i omówiono łącznie 19 ofert zgłoszonych przez krajowe instytuty naukowe oraz uczelnie wyższe, w tym: Instytut Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy (INiG – PIB), Katolicki Uniwersytet Lubelski (KUL), Politechnika Warszawska, Politechnika Świętokrzyska) oraz przedsiębiorstwa prywatne, takie jak: SAM Polska Sp. z o.o., GoodWay Sp. z o.o. czy Every European Digital Poland Sp. z o.o.). Spośród przedstawionych propozycji 7 ofert otrzymało pozytywną ocenę i rekomendację Komisji ds. Oceny Projektów Badawczo-Rozwojowych (KOPR) do realizacji jako projekt badawczo-rozwojowy. Są to:

- Zaczyny cementowe o podwyższonej wytrzymałości mechanicznej z dodatkiem nanocząsteczek – etap II, INiG – PIB.
- Opracowanie algorytmu wspierającego proces decyzyjny dotyczący wyboru modelu komercjalizacji - dedykowanego dla PGNiG oraz KUL.
- HYDRA-Tank - Budowa stacji badawczo-rozwojowej tankowania wodoru przy ul. Prądzyńskiego w Warszawie, Dep. Badań i Rozwoju PGNiG.
- Badanie możliwości składowania mieszanin wodoru z gazem ziemnym w wybranych podziemnych strukturach geologicznych, INiG-Chemkop.
- Aktywacja wzrostu wartości energetycznej węgla, Good Way Sp. z o.o.
- Budowa instalacji Power to Gas (PtG) oraz badania wpływu obecności wodoru na parametry pracy sieci gazowej (PtG Ciechanów), Politechnika Warszawska - Państwowa Wyższa Szkoła Zawodowa w Ciechanowie.
- Opracowanie metodyki oceny śladu środowiskowego na wybranych obiektach PGNiG S.A., INiG–PIB.

W I półroczu 2019 r. do realizacji jako projekty badawcze zostało wybranych 7 ofert, a jedna propozycja pracy B+R otrzymała rekomendację do wdrożenia. W tym samym okresie podpisano 7 umów na realizację projektów B+R na łączną kwotę ok. 16,5 mln zł, wliczając w to umowy wynikające z trwającego konkursu w ramach Wspólnego Przedsięwzięcia INGA I.

Wspólne Przedsięwzięcie INGA (INGA)

W I półroczu 2019 r. zakończono pierwszy konkurs INGA poprzez zamknięcie procedury rozpatrywania odwołań, w której dodatkowo przyjęto do realizacji dwa projekty o łącznym budżecie 17,9 mln zł. Prowadzone były także konsultacje z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju (NCBiR) i z GAZ-SYSTEM w celu uzgodnienia szczegółów organizacyjnych drugiego konkursu (obecnie trwają przygotowania do jego uruchomienia, którego termin ogłoszenia został uzgodniony na 30 września 2019 r.).

Wodór

W ramach modyfikacji celów obszarowych dla obszaru B+R został zaproponowany nowy cel obszarowy: „Rozwój kompetencji GK PGNiG w obszarze wodorowym jako potencjalne źródło nowego biznesu”. W departamencie zostały podjęte prace związane z możliwością zastosowania i wykorzystania wodoru w GK PGNiG, czego dowodem jest m.in. uruchomienie projektu Hydra Tank związanego z budową pilotażowej stacji tankowania wodoru.

Prace departamentu wychodzą naprzeciw rosnącemu powszechnie zainteresowaniu rynku technologiami wodorowymi, w tym w szczególności dynamicznie rozwijającym się przemysłem motoryzacyjnym i intensyfikacją produkcji pojazdów napędzanych paliwami alternatywnymi. W ramach realizacji powyższego przedsięwzięcia podpisano list intencyjny z wybranym partnerem biznesowym Toyota Motors Poland, będącym dostawcą floty samochodowej napędzanej wodorem.

Zainteresowanie wodorem jako paliwem alternatywnym przedstawia się również w realizacji innych projektów badawczych we współpracy z instytucjami naukowymi. Zarekomendowano uruchomienie projektu dotyczącego budowy demonstracyjnej instalacji PtG w Ciechanowie do produkcji wodoru z energii odnawialnej oraz pracy badającej możliwości składowania mieszanin wodoru z gazem ziemnym w wybranych podziemnych strukturach geologicznych.

Pozostałe kluczowe projekty

W ramach departamentu prowadzono stały nadzór nad realizacją portfela ok. 30 projektów badawczo-rozwojowych zleconych do realizacji zewnętrznym partnerom. W odniesieniu do projektów kluczowych dla obszaru zakończono realizację prac badawczych dotyczących testowania technologii zdalnego odczytu z gazomierzy oraz ciepłomierzy z wykorzystaniem protokołu transmisji Sigfox oraz LoRa. Pozytywne wyniki testów doprowadziły do podjęcia decyzji o kontynuacji prac wdrożeniowych poprzez realizację pilotaży przez zainteresowane wykorzystaniem technologii Spółki w ramach GK PGNiG (w PSG oraz PGNiG TERMIKA). W ramach subportfela projektów dla segmentu Poszukiwanie i wydobywanie rozpoczęto realizację II fazy projektu małosrednicowych wierceń horyzontalnych z wykorzystaniem technologii hydroszczelinowania (projekt MiniDrill). Podpisana z konsorcjum naukowo-przemysłowym AGH-EUROTCH umowa ma doprowadzić do powstania prototypu technologii oraz doprowadzenie do testów otworowych na wskazanym przez PGNiG odwiercie.

Do istotnych projektów realizowanych lub zakończonych w I półroczu 2019 r. można zaliczyć także:

- Realizację działań bieżących oraz prac projektowych w zakresie ochrony i zarządzania własnością intelektualną dotyczących implementacji modelu ochrony praw własności intelektualnej w obszarze B+R w PGNiG.
- W ramach kontynuacji działań z 2018 r. prowadzono dalsze czynności w zakresie pozyskiwania ochrony patentowej rezultatów projektów B+R, w których uczestniczyła PGNiG. W rezultacie tych działań zapobieżono potencjalnej utracie praw patentowych PGNiG. Procedury udzielenia patentów kontynuowane będą w II półroczu 2019 r. i w latach kolejnych.
- Przygotowano kompletny wniosek zgłoszenia do ochrony w Urzędzie Patentowym Rzeczypospolitej Polski, znaku towarowego „SMOK”.
- Uzgodniono zasady udzielania w GK PGNiG, praw do znaków towarowych PGNiG.
- W wyniku współpracy z Departamentem Personalnym ws. „doktoratów wdrożeniowych”, realizowanych jest obecnie 7 takich doktoratów wśród pracowników PGNiG.
- Podjęto współpracę z norweskim ośrodkiem badawczym SINTEF w ramach projektu Hydrogen for Europe zrzeszającego 10 międzynarodowych firm gazowniczych i naftowych, w tym m.in. TOTAL S.A., Shell, EQUINOR Energy Belgium NV, The UK Oil and Gas Industry Association Ltd. i Norsk Olje og Gas. Projekt dotyczy opracowania analiz związanych z możliwością wprowadzenia wodoru na rynek i związanych z tym aspektów prawno-formalnych, ekonomicznych, środowiskowych, technologicznych oraz inwestycyjnych. Wykonana analiza została przedstawiona Komisji Europejskiej jako propozycja zmian regulacyjnych dotyczących celów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i wpisuje się w program badawczo-rozwojowy prowadzony przez Departament Badań i Rozwoju, mający na celu opracowanie i wdrożenie w PGNiG technologii wodorowych jako alternatywnego źródła energii (magazyny energii) i alternatywnego paliwa do pojazdów elektrycznych.
- Czynny udział w zespole roboczym ds. Strategicznej Analizy Rozwoju Gospodarki Wodorowej w Polsce powołanym przez Ministerstwo Energii. W zespole biorą udział takie przedsiębiorstwa jak: Polska Grupa Energetyczna, Jastrzębska Spółka Węglowa, Instytut Energetyki, GAZ-SYSTEM, PKN Orlen, Grupa Lotos i PKP Energetyka.
- Kontynuacja aktywności w ramach Naukowej Grupy Doradczej (NGD). Powołano nowych wybitnych uczonych różnych specjalności, którzy aktywnie wesprą działalność badawczo-rozwojową PGNiG.

Perspektywy rozwoju

W zakresie usprawnienia modelu organizacyjnego działań B+R w GK PGNiG planowana jest:

- Finalizacja projektu związanego z implementacją modelu ochrony praw własności intelektualnej w obszarze B+R w PGNiG.
- Kontynuacja procesu związanego z zabezpieczeniem praw własności intelektualnej w ramach realizowanych projektów z obszaru B+R. Główne działania podejmowane w zakresie niniejszego procesu zakładają: bieżące gromadzenie i analizę danych w zakresie uzyskanych rezultatów własności intelektualnej, które powstały w projektach B+R oraz monitorowanie i podejmowanie bieżących działań od strony formalno-prawnej w toczących się przed urzędem patentowym postępowaniach

o udzielenie patentu na wynalazki i inne prawa własności przemysłowej, które powstały jako rezultat realizowanych przez Spółkę projektów badawczo-rozwojowych.

- Zaktualizowanie obowiązującej przedmiotowej dokumentacji, w tym regulaminu Komisji ds. Oceny Projektów Badawczo-Rozwojowych (KOPR).
- Rozszerzenie akcji ofertowej mającej na celu nawiązanie większej kooperacji pomiędzy biznesem i nauką, ale także z podmiotami prywatnymi. Współpraca z nowymi partnerami zewnętrznymi ma na celu uzyskanie bezpośrednich korzyści biznesowych dla Spółki oraz ukierunkowanie działalności na wzrost innowacyjności, zwiększenie konkurencyjności i efekty komercjalizacyjne.
- Zakończenie procesu zawierania umów oraz rozpoczęcie realizacji prac projektowych w ramach I Edycji Programu INGA (łącznie 9 umów). Projekty zakresem tematycznym obejmują zagadnienia istotne z punktu widzenia działalności wewnętrznych interesariuszy – Oddziałów i Spółek GK PGNiG. Nowym obszarem zainteresowania są m.in. poszukiwania i optymalizacja wydobywania metanu ze złóż węglowych, na etapach przed- i poeksploatacyjnych, a także wdrożenie inteligentnego systemu obsługi klientów wykorzystującego rozpoznawanie mowy, biometrię głosową oraz analizę danych *big data*.
- Prowadzenie prac uruchamiających organizację II konkursu INGA, które mają na celu wyłonienie nowych projektów badawczo-rozwojowych dla spółek GK PGNiG, które mają być realizowane w latach 2020-2023 i współfinansowane w 50% przez NCBiR.

W ramach kontynuacji prac nad obszarem nowego biznesu, tj. technologiami wodorowymi, planowane jest uruchomienie tzw. „Mapy drogowej kompetencji wodorowych”, w której zostaną przedstawione możliwości rozszerzenia działalności o nowe obszary. Zostaną poruszone m.in. zagadnienia magazynowania wodoru w infrastrukturze podziemnych magazynów gazu i w sieci dystrybucyjnej, elektromobilności bazującej na wodorze oraz energetyka rozproszona, w szczególności technologie ogniw paliwowych.

2.5.3. Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze (CLPB)

Do najważniejszych projektów realizowanych lub zakończonych w I półroczu 2019 r. w ramach działalności CLPB należą:

- Kontrola metrologiczna systemów pomiarowych na gazociągu tranzytowym Jamał-Europa, na odcinku polskim – usługa wykonywana od roku 1999.
- Kontrola metrologiczna systemów pomiarowych na stacjach rozliczeniowych dużych odbiorców gazu (odbiorców przemysłowych) – ok. 30 układów pomiarowych.
- Weryfikacja i ocena systemów pomiarowych gazów ziemnych na potrzeby oceny emisji CO₂ dużych emitentów przemysłowych.
- Nadzór pomiarowy nad systemami procesowych analizatorów do oceny jakości gazów ziemnych na sieci przesyłowej GAZ-SYSTEM, sieciach PSG, obiektach kopalnianych i magazynach PGNiG oraz na Terminalu LNG.
- Badania możliwości wykorzystania przepływomierzy masowych typu Coriolisa i ultradźwiękowych w sektorze dystrybucji.
- Badania systemów poboru próbek LNG na obiektach z tzw. obszaru małego LNG.
- Nadzorowanie procesów rozliczeniowych ładunków gazu skroplonego w Terminalu LNG.
- Komercjalizacja systemów pomiarowych SMOK.
- Badania systemów kontroli jakości mieszanin hytanowych (GZ+H₂) – badania japońskiego analizatora korelacyjnego Reikenkeiki).

Perspektywy rozwoju

W zakresie rozwoju działalności CLPB w II półroczu 2019 r. i kolejnych okresach planowane jest:

- Utrzymanie pozycji wiodącego laboratorium badawczego i punktu legalizacyjnego w zakresie urządzeń i systemów pomiarowych stosowanych w przemyśle gazu ziemnego, w tym gazów skroplonych i LNG.
- Wypracowanie pozycji wiodącego laboratorium w Polsce odnośnie analityki wodorowej – w przyszłości jako laboratorium akredytowane.
- Utrzymanie pozycji wiodącego laboratorium kontroli jakości gazów ziemnych w zakresie wszystkich rodzajów gazów ziemnych i ich form (CNG, LNG), oraz biogazu/biomietanu.
- Wzrost liczby procesowych analizatorów jakości gazu i konieczność wykonywania nad nimi nadzoru pomiarowo-analitycznego – aktualnie jedynie CLPB jest w stanie taki nadzór wykonywać dla całej branży, jako laboratorium akredytowane w tym zakresie, w szczególności w odniesieniu do rozliczeń w jednostkach energii.
- Tendencje wdrażania i wyposażania układów rozliczeniowych w gazomierze ultradźwiękowe i gazomierze typu masowego, łącznie z instalacjami LNG – w I półroczu 2019 r. rozpoczęto komercjalizację systemów SMOK dla PSG.
- Konieczność nadzoru nad rozliczeniami LNG w skali dużej (terminal morski) i małej (transport na cysternach).
- Utrzymanie pozycji wiodącej jednostki szkoleniowej w zakresie szkoleń branżowych i technicznych.
- Utrzymanie pozycji wiodącej jednostki w GK PGNiG w zakresie współpracy z międzynarodowymi jednostkami inspekcyjnymi oraz międzynarodowymi organizacjami technicznymi – np. GERG, IGU.
- Wykorzystanie doświadczenia CLPB przy nowych kontraktach zakupowych LNG odnośnie rozliczeń dostaw oraz wsparcia technicznego przy zawieraniu nowych umów – dotyczy zarówno systemów dostaw *delivery-ex-ship* (DES), jak i *free-on-board* (FOB).

3. Otoczenie regulacyjne i rynkowe

3.1. Otoczenie regulacyjne

Z wyjątkiem wymienionych poniżej, w I półroczu 2019 r. nie nastąpiły istotne zmiany w otoczeniu regulacyjnym GK PGNiG. Szczegółowy opis otoczenia regulacyjnego został zamieszczony w rozdziale 4.1 Sprawozdania Zarządu o działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG w 2018 roku. > www.pgnig.pl

3.1.1. Krajowe otoczenie regulacyjne - zmiany

Ustawa – Prawo energetyczne

W I półroczu 2019 r. weszły w życie zmiany wprowadzone:

- ustawą z dnia 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U., poz. 2348) dotyczące wskazywania w umowach sprzedawcy rezerwowego oraz wprowadzające obowiązek publicznej sprzedaży całej wytworzonej energii elektrycznej,
- ustawą z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2019 r., poz. 42) dostosowujące tę ustawę do nowego kształtu systemu wsparcia dla kogeneracji.

W dniu 7 czerwca 2019 r. została również uchwalona ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, która uregulowała obowiązki operatorów systemu gazowego (przesyłowego, dystrybucyjnego oraz połączonego gazowego) oraz doprecyzowała kompetencje Prezesa URE w zakresie kształtowania relacji pomiędzy właścicielem sieci gazowej, a operatorem.

Wprowadzone zmiany mają neutralny charakter dla GK PGNiG.

Ustawa o efektywności energetycznej

W I półroczu 2019 r. ustawą z dnia 13 czerwca 2019 r. zmieniającą ustawę o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, ustawę o efektywności energetycznej oraz ustawę o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U., poz. 1210) przedłużona została możliwość realizacji obowiązku efektywnościowego świadectwami efektywności energetycznej wydanymi na podstawie poprzedniej ustawy.

Tym samym przedłużono ważność świadectw efektywności (tzw. białych certyfikatów) do dnia 30 czerwca 2021 r. Zmiany mają neutralny charakter dla GK PGNiG.

Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji

W I półroczu 2019 r. ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji została znowelizowana ustawą z dnia 21 lutego 2019 r. zmieniającą ustawę o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, ustawę – Prawo ochrony środowiska, ustawę o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji, ustawę o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw oraz ustawę o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U., poz. 412). Wprowadzone zmiany dotyczyły dostosowania przepisów dotyczących udzielania wsparcia dla nowych jednostek do prawa UE.

Zmiany mają neutralny charakter dla GK PGNiG.

Ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym

W I półroczu 2019 r. w dalszym ciągu prowadzone były prace legislacyjne nad projektem ustawy o uchyleniu specjalnego podatku węglowodorowego oraz zmianie niektórych innych ustaw, której celem jest uchylenie specjalnego podatku węglowodorowego oraz przyspieszenie poboru podatku od wydobycia niektórych kopalin w zakresie wydobycia gazu. Projektowane zmiany mają pozytywny charakter dla GK PGNiG.

Rozporządzenie taryfowe

W I połowie 2019 r. PGNiG OD stosowało następujące taryfy w zakresie obrotu paliwami gazowymi:

- Zmiana nr 2 Taryfy PGNiG OD w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 6 – w okresie od 10 sierpnia 2018 r. do 14 lutego 2019 r. W stosunku do poprzedniej taryfy ceny paliwa gazowego wzrosły o 5,9%.

- Taryfa PGNiG OD w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 7, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 25 stycznia 2019 r. Podwyżka ceny za paliwo gazowe w nowej taryfie w stosunku do poprzedniej taryfy PGNiG OD dla wszystkich grup taryfowych wyniosła 2,5%. Stawki opłat abonamentowych zostały skorygowane w grupach taryfowych 2.2 i 3.6, odpowiednio o -1,3% oraz o 0,3%, natomiast w pozostałych grupach taryfowych pozostały bez zmian. Ponadto w taryfie detalicznej zostały wprowadzone nowe grupy taryfowe dedykowane dla odbiorców paliwa gazowego korzystających z przedpłatowego układu pomiarowego. Okres obowiązywania taryfy: od dnia 15 lutego 2019 r. do dnia 31 grudnia 2019 r.

W I połowie 2019 r. GSP prowadziła rozliczenia ze zleceniodawcami usług magazynowania („ZUM”) w oparciu o następujące taryfy:

- Zmiana Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2018 w okresie od dnia 11 sierpnia 2018 r., zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 26 lipca 2018 r. W stosunku do poprzedniej taryfy średnie stawki za świadczenie usługi magazynowania w stosunku do Taryfy 1/2018 podwyższono o 0,4%. GSP prowadziła rozliczenia z ZUM na podstawie wyżej określonej taryfy do 14 kwietnia 2019 r.
- Taryfa w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2019, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 29 marca 2019 r. Okres obowiązywania taryfy – od dnia 15 kwietnia 2019 r. do dnia 31 marca 2020 r. i skutkuje obniżeniem średniej stawki o 6,3% w stosunku do wcześniej obowiązującej. Zmiana płatności została wyznaczona w oparciu o średnie stawki ustalone z uwzględnieniem wielkości zamówień zdolności magazynowych w ramach usług długoterminowych, złożonych na rok magazynowy 2019-2020.

W I połowie 2019 r. PSG obowiązywały następujące taryfy:

- Taryfa Nr 6 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. Taryfa obowiązywała od dnia 1 marca 2018 r. i skutkowała obniżeniem średniej stawki za usługę dystrybucji o 7,37% w stosunku do wcześniej obowiązującej. W dniu 1 października 2018 r. została wprowadzona Zmiana Taryfy Nr 6 dostosowująca zapisy tekstu taryfy do rozporządzenia taryfowego z dnia 15 marca 2018 r., która nie spowodowała zmiany stawek opłat za świadczone usługi dystrybucji i regazyfikacji. PSG prowadziła rozliczenia na podstawie wyżej określonej taryfy do 14 lutego 2019 r.
- Taryfa Nr 7 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego PSG, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 25 stycznia 2019 r. Uśrednione obniżenie cen i stawek opłat sieciowych stosowanych do rozliczeń z odbiorcami w Taryfie Dystrybucyjnej w stosunku do poprzedniej taryfy PSG dla wszystkich grup taryfowych, z wyjątkiem gazu koksowniczego, wynosi 5%. Okres obowiązywania taryfy: od dnia 15 lutego 2019 r. do dnia 31 grudnia 2019 r.

W I połowie 2019 r. PGNiG TERMIKA obowiązywała taryfa zatwierdzona decyzją Prezesa URE w dniu 27 lipca 2018 r. dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych EC Żerań, EC Siekierki, EC Pruszków, C Wola i C Kawęczyn oraz przesyłu i dystrybucji ciepła sieciami ciepłowniczymi w rejonie Pruszkowa (zasilana z własnego źródła ciepła EC Pruszków) oraz w rejonach: Annopol, Chełmżyńska, Jana Kazimierza, Marsa oraz Marynarska: PGNiG TERMIKA wystąpiła do URE z nowym wnioskiem taryfowym w dniu 31 maja 2019 r. Postępowanie w tym zakresie nie zostało zakończone.

W I połowie 2019 r. PGNiG TERMIKA EP obowiązywały m.in. taryfy:

- W zakresie energii elektrycznej:
 - Taryfa dla energii elektrycznej nr 19/18 zatwierdzona Uchwałą Zarządu PGNiG TERMIKA EP z dnia 16 stycznia 2018 r.,
 - Taryfa dla usług dystrybucyjnych energii elektrycznej PGNiG TERMIKA EP zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 17 października 2017 r.
 - Od dnia 1 maja 2019 r. – nowa Taryfa energii elektrycznej w zakresie usług dystrybucyjnych, zatwierdzona w dniu 11 kwietnia 2019 r.
- W zakresie ciepła:
 - Taryfa dla ciepła zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 12 marca 2018 r. wraz ze zmianą Taryfy dla ciepła zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z dnia 15 października 2018 r. Taryfa wraz ze zmianą taryfy obowiązywały do 30 czerwca 2019 r.
 - Nowa Taryfa dla ciepła zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 5 czerwca 2019 r. Taryfa weszła w życie z dniem 1 lipca 2019 r. W nowej taryfie uzyskano następujące poziomy wzrost cen: wytwarzanie ciepła 3,51%, przesył ciepła 2,29%.

3.1.2. Europejskie otoczenie regulacyjne - zmiany

Trzeci Pakiet Energetyczny

W dniu 17 kwietnia 2019 r. Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej uchwaliły Dyrektywę zmieniającą dyrektywę 2009/73/WE dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego (Dyrektywa 2019/692), której celem jest rozciągnięcie obowiązywania przepisów Dyrektywy Gazowej (2009/73/WE) na gazociągi importowe do UE, na obszarze wód terytorialnych Unii. Ostateczny tekst dyrektywy pozostawia istotny zakres obowiązków zapewnienia zgodności funkcjonowania gazociągów z prawem UE po stronie Państwa Członkowskiego, na terenie którego znajduje się pierwszy punkt wejścia do europejskiego systemu. Dyrektywa przyznała również Komisji uprawnienia w zakresie weryfikacji zgodności przyznanych odpustów lub zwolnień z obowiązków wynikających z nowoprzyjętych przepisów.

Dyrektywa w sprawie promowania ekologicznie czystych i energooszczędnych pojazdów transportu drogowego

W czerwcu 2019 r. Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej przyjęły tekst Dyrektywy w sprawie promowania ekologicznie czystych i energooszczędnych pojazdów transportu drogowego (CVD), który obecnie oczekuje publikacji w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej. Na podstawie przyjętych przepisów, Państwa Członkowskie powinny zapewnić, że zamówienia publiczne na pojazdy udzielane są w taki sposób, by osiągnąć minimalny odsetek ekologicznie czystych pojazdów w łącznej liczbie pojazdów transportu drogowego objętych sumą wszystkich zamówień udzielonych dwa lata po wejściu w życie CVD. Cele w zakresie udziału pojazdów ekologicznie czystych podzielone zostały na grupy: pojazdów osobowych, pojazdów dostawczych (powyżej 3,5 t) oraz autobusów. Dla Polski, w pierwszej z tych kategorii cel na 2025 r. ustalony został na poziomie 22%, dla pojazdów dostawczych – na poziomie 7%, a dla autobusów – 32%. Pojazdy zasilane gazem ziemnym mogą wliczane być do ww. celów w przypadku dwóch ostatnich grup pojazdów. W okresie 2026 – 2030 przewidziano odpowiednio podniesienie celów dla pojazdów dostawczych do 9%, a dla autobusów do poziomu 46%.

Rozporządzenie SoS

W I półroczu 2019 r. w dalszym ciągu prowadzone były działania mające na celu dostosowanie procedur do wymogów nowego Rozporządzenia SoS. W tym celu przeprowadzone zostały działania mające potwierdzić portfolio klientów kwalifikujących się do kategorii odbiorców chronionych w rozumieniu Rozporządzenia SoS.

Rozporządzenie NC CAM

PGNiG brało udział m.in. w konsultacjach publicznych mających wskazać preferowaną przez uczestników rynku platformę aukcyjną dla punktu połączenia wzajemnego pomiędzy polskim a niemieckim systemem gazowym. W związku z odwołaniem się jednego z uczestników rynku do wyższej instancji, PGNiG przedłożyło również swoje stanowisko w ramach procedury odwoławczej.

EU ETS

W dniu 26 lutego 2019 r. Komisja Europejska przyjęła rozporządzenie delegowane w odniesieniu do działania funduszu innowacyjnego. Fundusz innowacyjny, powołany na podstawie Dyrektywy UE ETS, ma na celu wspieranie rozwoju energetyki odnawialnej, technologii CCS/CCU oraz form magazynowania energii elektrycznej. W tym celu, przekazane zostało 450 milionów pozwoleń na emisję CO₂ o szacowanej wartości 10 miliardów euro (w zależności od ceny rynkowej uprawień).

Również w lutym 2019 r. Komisja Europejska przyjęła delegowaną decyzję w zakresie wskazania sektorów i podsektorów uznanych za narażone na ryzyko ucieczki emisji w okresie 2021 – 2030. Przyjęcie nowej decyzji przez Komisję Europejską wynikało z rozpoczęcia się w 2021 r. nowej perspektywy finansowej w zakresie mechanizmu UE ETS oraz zmiany dyrektywy UE ETS.

3.2. Ceny paliw i kursy walut

3.2.1. Tendencje na rynku gazu ziemnego

W I półroczu 2019 r. odnotowano spadek cen gazu ziemnego na rynkach europejskich. Kontrakt miesięczny (*month ahead*) stracił średnio 25% w stosunku do średniej ceny odnotowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Było to spowodowane m.in. łagodnym przebiegiem zimy oraz zwiększonymi dostawami LNG do terminali w Europie. Trend spadkowy cen utrzymywał się przez dwa pierwsze kwartały 2019 r. Ceny na rynku *spot* kształtowały się poniżej wycen kontraktów w terminie ich wykonania.

Cena gazu ziemnego na świecie

W I półroczu 2019 r. na TGE odnotowano spadek cen gazu ziemnego średnio o 20,8% w porównaniu do I półrocza 2018 r. Dla tego okresu jest to najmniejszy spadek spośród analizowanych europejskich rynków. Największą dynamikę spadku zaobserwowano na brytyjskim hubie NBP: 27% r/r. Średnia cena gazu na kluczowych europejskich rynkach wyniosła 16,30 EUR/MWh, podczas gdy w analogicznym okresie ubiegłego roku wynosiła 21,31 EUR/MWh. Kraje europejskie rozpoczęły 2019 r. z wysokim poziomem napełnienia magazynów. Łagodna zima ograniczyła zapotrzebowanie na gaz w okresie grzewczym, co wzmocniło trend spadkowy cen szczególnie w I kwartale 2019 r.

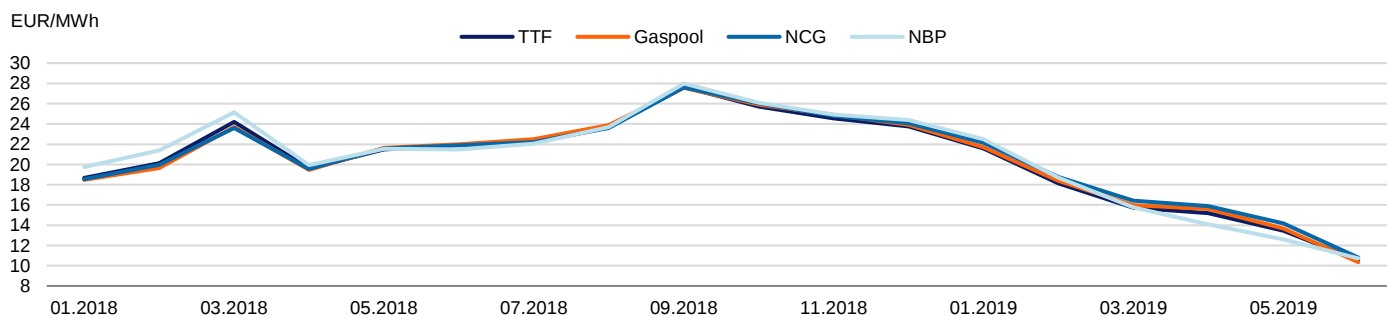
Zapotrzebowanie na dostawy LNG w Azji Wschodniej (Japonia, Korea Płd., Chiny) w okresie zimowym było niższe od przewidywanych, co znalazło odzwierciedlenie w obniżce cen na rynku *spot* w całym półroczu o 46%, z 26,66 EUR/MWh na początku roku do ok. 14,37 EUR/MWh w czerwcu. Miało to również wpływ na ceny gazu ziemnego na rynkach europejskich. Cena gazu *spot* na holenderskim hubie TTF w tym samym okresie spadła z 21,56 EUR/MWh do 10,53 EUR/MWh. Średnio gaz wyceniany był na 15,76 EUR/MWh, o 25% mniej niż w analogicznym okresie r/r. Zmniejszający się *spread* cenowy między Azją a Europą zwiększył

atrakcyjność sprzedaży LNG do Europy i wynosił średnio 2,2 EUR/MWh, w porównaniu do 4,64 EUR/MWh przed rokiem. Wolumen dostaw skroplonego gazu do Europy zwiększył się w tym okresie o 90,5%.

Istotnym czynnikiem mającym wpływ na ceny gazu w Europie w I półroczu 2019 r. był stan napełnienia europejskich magazynów gazu. W Niemczech, kraju o największej pojemności magazynów w Europie Zachodniej, stan napełnienia na koniec sezonu zimowego 2019 r. wyniósł 52,3%, podczas gdy rok wcześniej poziom ten wynosił 15,2%. Zapotrzebowanie na gaz do celów grzewczych było niższe niż przed rokiem ze względu na łagodniejszą zimę. Ponadto, istotną rolę w bilansowaniu popytu odegrały zwiększone dostawy LNG. Sezon załaczania gazu w Europie rozpoczął się wysokim poziomem napełnienia magazynów, co z kolei osłabiło tempo załaczania gazu w maju i czerwcu.

Wpływ na ceny gazu w Europie miały również ceny innych surowców energetycznych. Średnie ceny węgla i ropy spadły w I półroczu 2019 r. o odpowiednio: 25% i 7% względem średniej ceny odnotowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku.

✓ Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego na wybranych hubach Europejskich w 2018 r. i I połowie 2019 r.



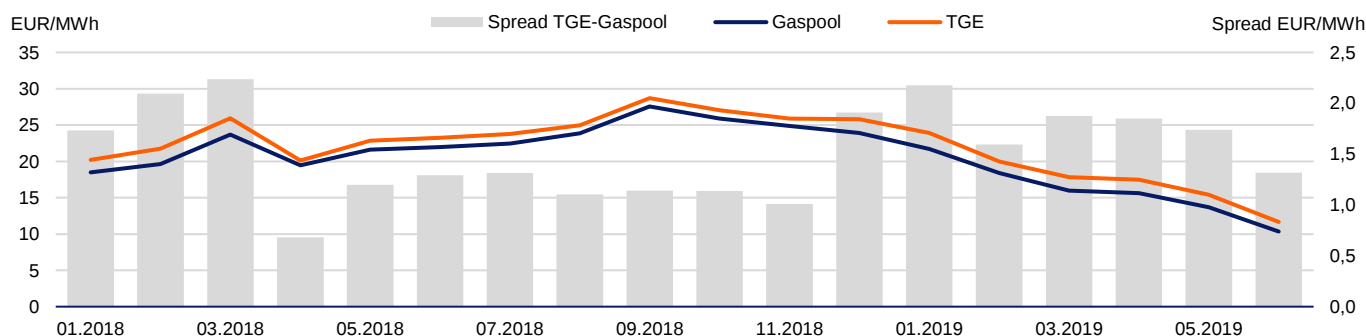
źródło: ICE - Intercontinental Exchange, EEX – European Energy Exchange.

Rynek gazu ziemnego w Polsce

I półrocze 2019 r. charakteryzowało się konsumpcją gazu wysokometanowego sieciowego na poziomie ok. 8,63 mld m³ (bez uwzględniania paliwa gazowego przesłanego na rynku *over-the-counter* (OTC) oraz TGE) w porównaniu do 8,55 mld m³ w analogicznym okresie w 2018 r. - wzrost na poziomie 0,9% r/r. W lutym i marcu odnotowano spadki w poziomie konsumpcji r/r, co wynikało ze względnie wysokich średnich temperatur miesięcznych w tych miesiącach (odpowiednio o 6,1°C i 5,4°C wyższych niż w 2018 r.).

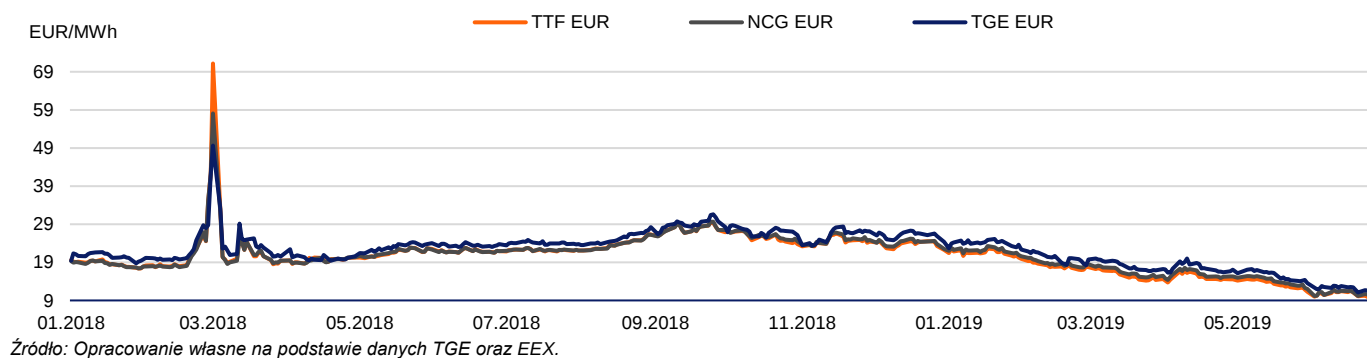
W I półroczu 2019 r. cena *spot* gazu w Polsce wyniosła średnio 76 PLN/MWh, o 19,5% mniej niż rok wcześniej. Ceny gazu były skorelowane z cenami gazu na rynkach europejskich. *Spread* pomiędzy *spotowymi* cenami na TGE oraz na GASPOOL wzrósł z 1,54 EUR/MWh w I połowie 2018 r. do 1,76 EUR/MWh w I połowie 2019 r. Wzrost *spreadu* nastąpił m.in. na skutek ponad trzykrotnie większej ilości gazu pozostającej w niemieckich magazynach po zakończeniu sezonu zimowego 2018/2019 oraz spadku tempa załaczania gazu do niemieckich magazynów w II kwartale 2019 r. Plan pracy magazynów w Polsce był lepiej dostosowany do panujących warunków klimatycznych i nie różnił się znacząco od cykli pracy obserwowanych w poprzednich latach magazynowych.

✓ Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego w Polsce i w Niemczech w 2018 r. i I połowie 2019 r.



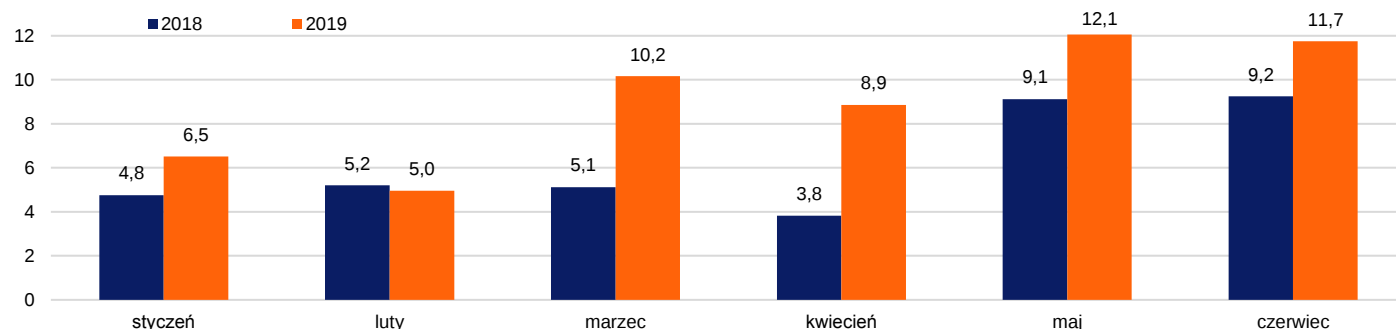
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz EEX.

✓ Cena gazu ziemnego spot na giełdzie TGE, TTF i NCG w 2018 r. i I połowie 2019 r.



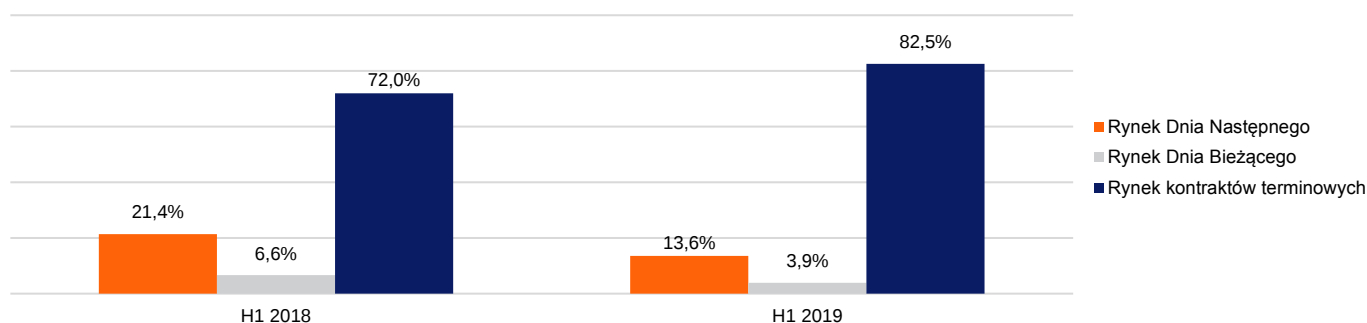
Zgodnie z informacjami opublikowanymi przez TGE, całkowity wolumen obrotu gazem w okresie I półrocza 2019 r. wyniósł 65,8 TWh w porównaniu do 51,8 TWh w analogicznym okresie 2018 r. Na Rynku Dnia Następnego i Bieżącego gazu (kontrakty typu *spot*) wolumen obrotu ukształtował się na poziomie 11,5 TWh w porównaniu do 14,5 TWh w I półroczu 2018 r. Na Rynku Terminowym Towarowym wolumen obrotu wynosił 54,3 TWh i był o 45,6% wyższy od wolumenu osiągniętego w analogicznym okresie roku ubiegłego. Oznacza to, że blisko 82,51% transakcji na gaz zawieranych na giełdzie w I półroczu 2019 r. stanowiły kontrakty: roczne, sezonowe, kwartalne, miesięczne oraz tygodniowe. Udział kontraktów typu *spot* zmalał w porównaniu do analogicznego okresu w roku ubiegłym i wyniósł 17,49% w I półroczu 2019 r.

✓ Wolumen obrotu na kontraktach terminowych (RTT) na TGE w I półroczu 2018 r. i w I półroczu 2019 r. (w TWh)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE.

✓ Struktura kontraktów na TGE w I półroczu 2018 r. i w I półroczu 2019 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE.

Rynek LNG na świecie

Globalny handel LNG wzrósł o ponad 15% w porównaniu z I półroczem 2018 r., osiągając ponad 238 mld m³ gazu po regazyfikacji (wstępne dane dla dostarczonych ilości LNG). Ten wysoki poziom wzrostu względem I półrocza 2018 r. (31 mld m³) był spowodowany uruchomieniem nowych zdolności skraplających m.in. w Australii, Stanach Zjednoczonych i Rosji. Największy przyrost eksportu w I półroczu 2019 r. względem analogicznego okresu w 2018 r. odnotowano w Australii (wzrost o prawie 7,4 mld m³). Najszybciej rozwijającym się pod tym względem regionem świata jest Azja (wzrost o 11 mld m³ r/r).

Wzrost podaży został skierowany na rynki europejskie. W I półroczu 2019 r. do Europy dotarło 61 mld m³ LNG, co stanowiło wzrost o 29 mld m³ względem wartości z analogicznego okresu 2018 r. W Azji (w szczególności w Chinach) łagodna zima ograniczyła popyt na LNG. Biorąc pod uwagę trzech głównych regionalnych importerów skroplonego gazu w I półroczu 2019 r. popyt wzrósł względem analogicznego okresu r/r jedynie w Chinach, gdzie reforma polityki ochrony środowiska stworzyła korzystne warunki do wykorzystywania gazu jako paliwa w transporcie. Import Korei Płd. oraz Japonii zmalał.

Podaż LNG na świecie w TWh

Podaż LNG (w TWh)	I pół. 2019 r.	I pół. 2018 r.	Δ r/r (I pół. 2019 vs I pół. 2018)
Europa	4,69	5,04	-7%
w tym Norwegia	3,27	3,14	4%
Azja i Pacyfik	108,00	89,60	21%
w tym Australia	50,70	42,81	18%
Ameryka Północna i Południowa	33,35	24,75	35%
w tym Stany Zjednoczone	21,54	13,47	60%
Afryka	29,37	26,56	11%
Bliski Wschód	63,35	61,82	3%
w tym Katar	53,01	52,20	2%
ŁĄCZNIE	238,76	207,77	15%

Źródło: Thomson Reuters.

Popyt LNG na świecie w TWh

Popyt LNG (w TWh)	I pół. 2019 r.	I pół. 2018 r.	Δ r/r (I pół. 2019 vs I pół. 2018)
Ameryka Północna i Południowa	12,01	11,90	1%
Europa	61,02	32,03	91%
Bliski Wschód	3,57	4,25	-16%
Północno-wschodnia Azja	128,77	131,47	-3%
w tym Chiny	38,84	31,95	22%
ŁĄCZNIE	205,37	179,65	14%

Źródło: Thomson Reuters.

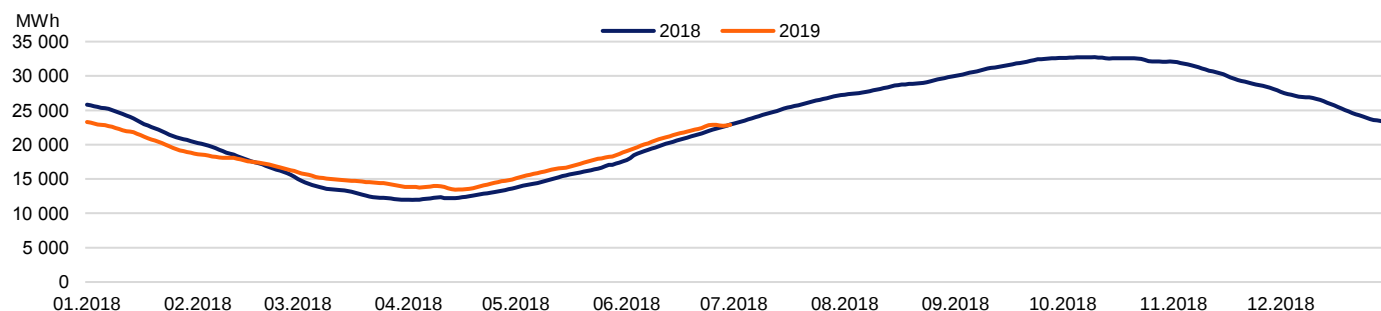
W I półroczu 2019 r. ceny gazu ziemnego w Europie zanotowały istotny spadek w stosunku do cen notowanych na amerykańskim hubie Henry Hub. Średnia cena gazu ziemnego na TTF wyniosła w tym czasie 15,75 EUR/MWh (spadek o ok. 20% w porównaniu do analogicznego okresu r/r). Porównując te same okresy, notowania gazu ziemnego na Henry Hub wzrosły o 0,11 EUR/MWh do średniego poziomu 8,11 EUR/MWh. Spread między tymi dwoma obszarami handlu zmniejszył się o blisko 35%, tj. o 4,09 EUR/MWh i wyniósł w I połowie 2019 r. średnio 7,64 EUR/MWh. Największy spread cenowy odnotowano w styczniu: 12,43 EUR/MWh.

Magazyny gazu

Umiarkowana zima wpłynęła na wolniejsze niż planowano tempo wytlaczania gazu z podziemnych magazynów w Europie Zachodniej. Na dzień 31 marca 2019 r. średni stan napełnienia magazynów gazu w Unii Europejskiej wyniósł 40%. Poziom napełnienia magazynów na europejskich rynkach gazu na koniec marca 2019 r. wynosił: Wielka Brytania 43%, Holandia 49%, Niemcy 52%, Polska 42%. Stan napełnienia magazynów na koniec sezonu zimowego w poszczególnych krajach był wyższy niż przed rokiem: Wielka Brytania 31 p.p., Holandia 43 p.p., Niemcy 37 p.p. Polska jest jednym z nielicznych krajów, w którym poziom napełnienia był niższy (o 2 p.p.).

Średni dzienny pobór gazu z polskich magazynów w okresie wytlaczania (przypadający na I kwartał roku kalendarzowego) wyniósł w 2019 r. 106,3 GWh, czyli o 32% mniej niż w analogicznym okresie poprzedniego roku. Średnie zatłaczanie gazu do magazynów w Polsce w pierwszej połowie sezonu letniego (II kwartał) w 2019 r. wyniosło 120,7 GWh/dobę, o 1,2 GWh/dobę mniej niż w analogicznym okresie w 2018 r.

✓ Średni stan zatłoczenia magazynów gazu w Polsce



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

Infrastruktura przesyłowa

Baltic Pipe i system przesyłowy w Polsce

Projekt *Baltic Pipe* to strategiczny projekt infrastrukturalny mający na celu utworzenie nowego korytarza dostaw gazu na europejskim rynku. Ma on umożliwić przesyłanie gazu z przepustowością do 10 mld m³ ze złóż zlokalizowanych w Norwegii na rynki w Danii i Polski, a także do odbiorców w sąsiednich krajach. Postęp kolejnych prac nad projektem *Baltic Pipe* od 1 stycznia 2018 r. przedstawiał się następująco:

- W styczniu 2018 r. PGNiG zawarło z polskim operatorem GAZ-SYSTEM i duńskim operatorem Energinet 15-letnią umowę rezerwacji mocy przesyłowej planowanego gazociągu w okresie od 1 października 2022 r. do 30 września 2037 r.
- W czerwcu 2018 r., GAZ-SYSTEM przyjął rekomendowaną trasę podmorskiej części Baltic Pipe przez Morze Bałtyckie - wybrany został wariant przez wyłączną strefę ekonomiczną Szwecji oraz polskie i duńskie obszary morskie.
- W listopadzie 2018 r. GAZ-SYSTEM i Energinet podjęli pozytywne Decyzje Inwestycyjne o zrealizowaniu projektu *Baltic Pipe*.
- W styczniu 2019 r. Komisja Europejska w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (*Connecting Europe Facility – CEF*) przyznała projektowi dofinansowanie na prace budowlane – maksymalna wysokość przyznanego wsparcia wynosi blisko 215 mln euro.
- Do kwietnia 2019 r. wszystkie trzy kraje, przez które obszary morskie będzie przebiegał gazociąg *Baltic Pipe*, zostały raporty o oddziaływaniu inwestycji na środowisko (zgodnie z harmonogramem w Polsce miało to miejsce 28 marca, w Szwecji 19 marca, a w Danii 25 stycznia 2019 r.).
- W lipcu 2019 r. została wydana decyzja środowiskowa dla miejsca wyjścia gazociągu *Baltic Pipe* na ląd w Danii – tym samym projekt *Baltic Pipe* uzyskał pierwsze decyzje administracyjne związane z realizacją na terytorium Danii.

Więcej informacji na temat postępu prac w realizacji projektu *Baltic Pipe* na stronie baltic-pipe.eu

Interkonektor Polska-Słowacja

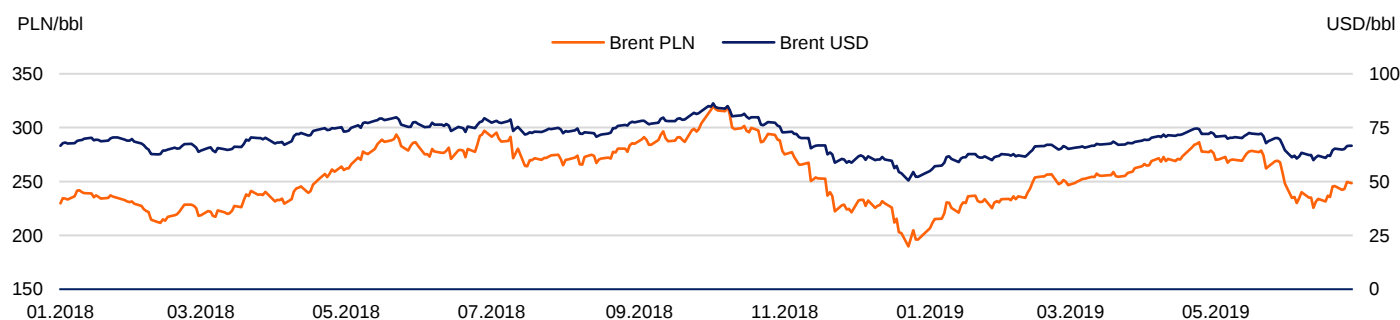
W kwietniu 2018 r. operatorzy systemów przesyłowych gazu z Polski OGP Gaz-System i Słowacji Eustream podpisali umowę „*Connection Agreement*”, na podstawie której podjęli pozytywną decyzję inwestycyjną w zakresie realizacji gazowego połączenia międzysystemowego Polska-Słowacja. Prace budowlane po stronie słowackiej rozpoczęły się we wrześniu 2018 r. Rozpoczęcie prac budowlanych w Polsce jest przewidziane w połowie 2019 r. Zakończenie inwestycji planowane jest na 2021 r. Maksymalna przepustowość ma wynieść 5 mld m³ rocznie.

Więcej informacji na temat postępu prac w realizacji projektu na stronie gaz-system.pl

3.2.2. Tendencje na rynku ropy naftowej

W I półroczu 2019 r. zaobserwowano wzrosty cen ropy i produktów ropopochodnych względem poziomów cen odnotowanych na koniec 2018 r. Średnia cena ropy Brent w I półroczu 2019 r. była jednak niższa od średniej ceny w analogicznym okresie 2018 r. o 7%, głównie za sprawą niskiej ceny na początku roku, która w pierwszych dniach stycznia wyniosła 54,72 USD za baryłkę. Do końca pierwszego kwartału cena sukcesywnie rosła do 69,19 USD. Głównym czynnikiem wpływającym na wzrost cen w tym okresie było obniżenie wydobycia surowca przez kraje zrzeszone w OPEC oraz kraje współpracujące z ugrupowaniem (m.in. Rosja). Trend zwykłowy zakończył się dopiero w drugiej połowie maja, gdy inwestorzy zaczęli obawiać się gospodarczych konsekwencji wojny handlowej pomiędzy Stanami Zjednoczonymi a Chińską Republiką Ludową, a dalsze przedłużenie dotychczasowych ograniczeń produkcji ropy przez państwa OPEC+ przestawało być pewne. Powrót do tendencji zwykłowej nastąpił na skutek zaostrożenia się konfliktu pomiędzy Stanami Zjednoczonymi a Iranem.

✓ Cena ropy Brent denominowana w USD i PLN w 2018 r. i I półroczu 2019 r. (kontrakt *month ahead*)



źródło: ICE - Intercontinental Exchange.

Średnie zapotrzebowanie na ropę naftową w I półroczu 2019 r. wzrosło o 0,67% względem roku poprzedniego i wyniosło 100,3 mln baryłek dziennie. Popyt na ropę w grupie największych światowych konsumentów spoza OECD wzrósł najsilniej w Chinach, o 3,8%. Pozostałe kraje azjatyckie również zanotowały wzrost zapotrzebowania, średnio o 1,8%. Podaż ropy na świecie została zwiększona w 2019 r. o 0,8% względem roku poprzedniego. Produkcja najmocniej wzrosła w Stanach Zjednoczonych – o 10%, czyli ok. 1,5 mln baryłek dziennie. Wydobycie zwiększono również w Kanadzie – o 4,7%, czyli ok. 0,24 mln baryłek dziennie. W krajach grupy OPEC, zgodnie z ustaleniami z grudnia 2018 r., zanotowano spadek produkcji o 1,5 miliona baryłek dziennie, głównie za sprawą ograniczenia wydobycia przez Arabię Saudyjską i Wenezuelę.

3.2.3. Perspektywy rynku ropy naftowej i gazu ziemnego

Zdaniem analityków, ostatnie ustalenia państw OPEC+ dotyczące ograniczenia podaży ropy o ponad 1% światowego wolumenu produkcji mogą mieć ograniczony wpływ na poziom cen zapewniający globalną równowagę podaży i popytu ze względu na rosnącą produkcję w Ameryce Północnej. W II kwartale 2019 r. Stany Zjednoczone produkowały średnio 19,59 mln baryłek ropy dziennie, zaś w analogicznym okresie w 2018 r. średnia produkcja wyniosła 17,39 mln. Na kształtowanie się cen ropy mogą mieć wpływ czynniki

polityczne: utrudnienia w żegludze cieśniną Ormuz spowodowane konfliktem Iranu ze Stanami Zjednoczonymi oraz Arabią Saudyjską, wojna celna pomiędzy Stanami Zjednoczonymi a Chinami lub nowe regulacje klimatyczne.

Cena gazu ziemnego w Europie jest w dużej mierze uzależniona od popytu na gaz w Azji Północno-Wschodniej. W I półroczu 2019 r. niskie zapotrzebowanie na ten surowiec sprawiło, że na kontynent europejski trafiło prawie dwa razy więcej gazu skroplonego niż rok wcześniej. Przy wysokim stanie zatłoczenia magazynów jest to czynnikiem wpływającym na obniżenie ceny gazu ziemnego. W ocenie analityków na cenę gazu ziemnego w Europie w najbliższych latach największy wpływ może mieć rozwój odnawialnych źródeł energii, kształtowanie się polityki klimatycznej Unii Europejskiej i Chin, wielkość podaży największych eksporterów oraz rozbudowa infrastruktury importowej na kontynencie europejskim.

3.2.4. Kursy walut EUR/PLN, USD/PLN

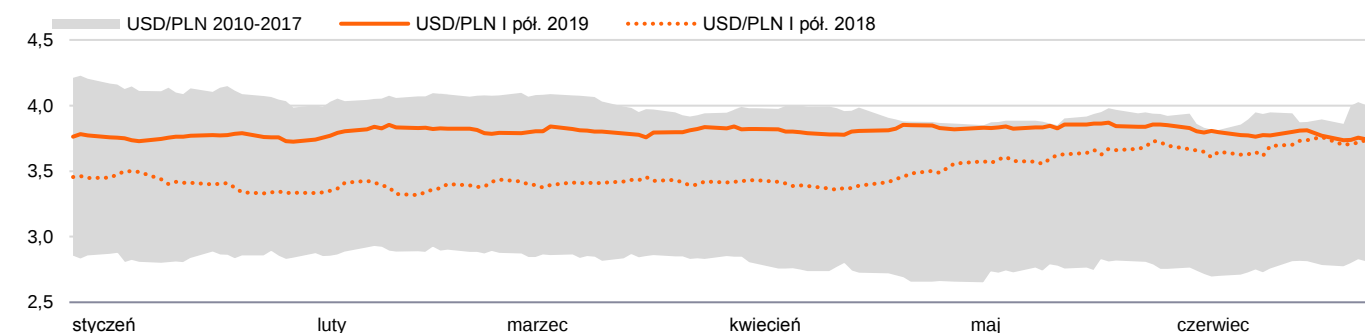
Kurs USD/PLN na koniec I półroczu 2019 r. był zbliżony do tego, jaki odnotowano w tym samym okresie poprzedniego roku (w dniu 28 czerwca 2019 r. wyniósł on 3,73 USD/PLN w porównaniu do 3,74 USD/PLN w dniu 29 czerwca 2018 r.). Zasadniczą różnicę stanowił kierunek trendu. W I półroczu 2018 r., po trwającej kilka miesięcy stabilizacji na poziomie około 3,40 USD/PLN, wartość amerykańskiej waluty wzrosła o ponad 10% i osiągnęła szczyty cenowe na koniec I półroczu na poziomie 3,78 USD/PLN. Z kolei w 2019 r. zmienność kursu była najniższa od wielu lat i wahała się w wąskim zakresie 3,72-3,86 USD/PLN. Najwyższy wzrost kursu w I półroczu 2019 r. został zanotowany w pierwszych dwóch tygodniach lutego, kiedy wartość dolara wzrosła o ponad 3%. Wywołane było to zaskakująco dobrymi wynikami amerykańskiej gospodarki, zwłaszcza w odniesieniu do rynku pracy.

Analitycy przewidują, że w drugiej połowie 2019 r. kurs USD/PLN powinien spadać. Za główne przyczyny osłabienia amerykańskiej waluty podają oczekiwane obniżenie stóp procentowych przez FED oraz niepewność wywołaną wojną handlową na linii USA-Chiny.

Po spokojnym styczniu, w lutym 2019 r. kurs EUR/PLN znacząco wzrósł, osiągając swoje maksyma na poziomie 4,34 EUR/PLN. Od tego czasu europejska waluta systematycznie traciła swoją wartość w stosunku do złotego i na koniec I półroczu osiągnęła swoje roczne minimum (4,24 EUR/PLN w dniu 28 czerwca 2019 r.). Sytuacja w 2019 r. jest diametralnie inna niż ta, która miała miejsce rok wcześniej. Wtedy odnotowywano zdecydowanie większą zmienność, a w II kwartale 2018 r. bardzo silny trend wzrostowy, zakończony osiągnięciem ceny 4,40 EUR/PLN.

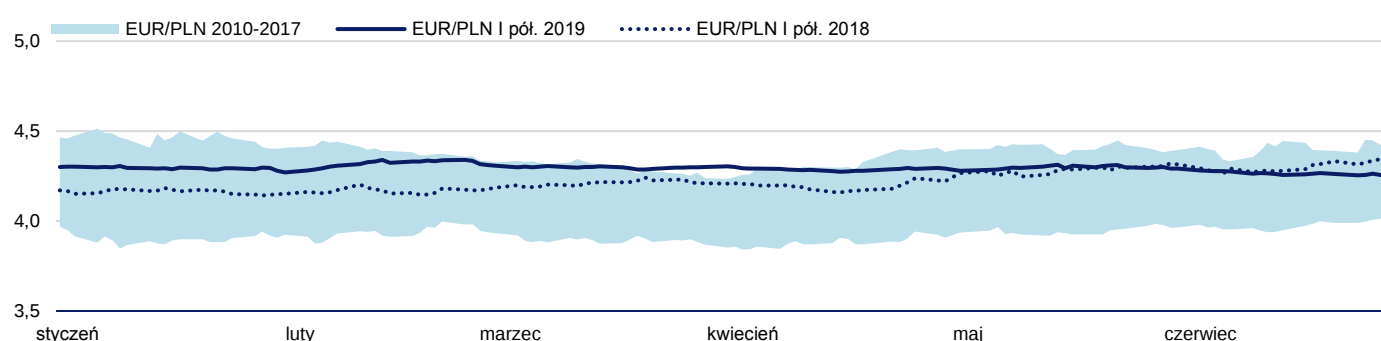
Analitycy prognozują, że do końca roku kurs EUR/PLN będzie stabilny z perspektywą umacniającego się złotego. Bezpośredni wpływ na to ma dobra sytuacja gospodarcza w Polsce oraz najniższa stopa bezrobocia od niemal 30 lat.

✓ Kurs USD/PLN w I półroczu 2019 r., I półroczu 2018 r. oraz I półroczu w latach 2010-2017



źródło: Narodowy Bank Polski.

✓ Kurs EUR/PLN w I półroczu 2019 r., I półroczu 2018 r. oraz w I półroczu w latach 2010-2017



źródło: Narodowy Bank Polski.

4. Wyniki finansowe w I półroczu 2019 r.

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej GK PGNiG oraz jednostki dominującej w I półroczu 2019 r. zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej zestawieniach.

4.1. Wybrane dane finansowe PGNiG

Wybrane dane finansowe PGNiG (w mln zł)

	I pół. 2019 r.	I pół. 2018 r.	Zmiana r/r
Przychody ze sprzedaży	12 035	10 915	1 120
Koszty operacyjne razem, w tym:	(11 588)	(9 666)	(1 922)
Amortyzacja	(416)	(388)	(28)
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	447	1 249	(802)
Zysk przed opodatkowaniem	1 895	3 080	(1 185)
Zysk netto	1 772	2 791	(1 019)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	846	1 279	(433)
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(241)	(575)	334
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(2 387)	(1 563)	(824)
Przepływy pieniężne netto	(1 782)	(859)	(923)
	30 czerwca 2019 r.	31 grudnia 2018 r.	
Aktywa razem	36 433	36 993	(560)
Aktywa trwałe (długoterminowe)	27 376	25 742	1 634
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym:	9 057	11 251	(2 194)
Zapasy	2 489	2 691	(202)
Zobowiązania i kapitał własny razem	36 433	36 993	(560)
Kapitał własny razem	30 179	28 833	1 346
Zobowiązania długoterminowe razem	2 972	2 551	421
Zobowiązania krótkoterminowe razem	3 282	5 609	(2 327)
Zobowiązania razem	6 254	8 160	(1 906)

Rentowność

	30 czerwca 2019 r.	30 czerwca 2018 r.	31 grudnia 2018 r.
EBIT	447	1 249	1 839
zysk operacyjny			
EBITDA	864	1 637	2 637
zysk operacyjny + amortyzacja			
ROE	5,9%	9,7%	11,4%
zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu			
Rentowność sprzedaży netto	14,7%	25,6%	14,7%
zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży			
ROA	4,9%	7,9%	8,9%
zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu			

Płynność

	30 czerwca 2019 r.	30 czerwca 2018 r.	31 grudnia 2018 r.
Wskaźnik bieżącej płynności			
aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	3,2	2,8	2,2
Wskaźnik szybkiej płynności			
aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	2,3	2,2	1,7

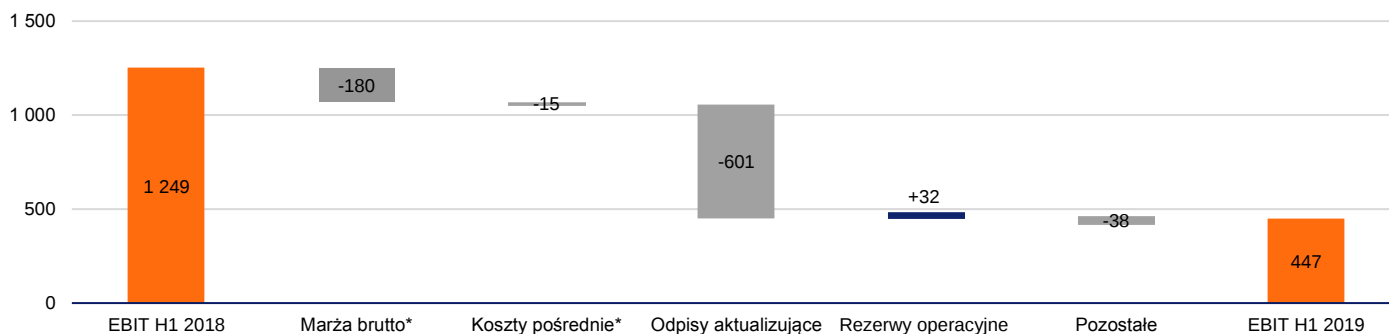
Zadłużenie

	30 czerwca 2018 r.	30 czerwca 2018 r.	31 grudnia 2018 r.
Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem			
suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	17,2%	18,9%	22,1%
Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem			
suma zobowiązań do kapitału własnego	20,7%	23,3%	28,3%

Omówienie wyników finansowych PGNiG

W I półroczu 2019 r. spółka PGNiG odnotowała zysk z działalności operacyjnej (EBIT) na poziomie 447 mln zł, a więc niższym o 802 mln zł niż w roku ubiegłym. Zmiany w EBIT pomiędzy wynikami za I półrocze 2019 i 2018 r. zostały zaprezentowane na poniższym wykresie.

✓ Zmiany w EBIT pomiędzy I półroczem 2018 i 2019 r.



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

Na spadek zysku z działalności operacyjnej (EBIT) o 802 mln zł w stosunku do I półrocza 2018 r. wpływ miały przede wszystkim:

- niższa marża na sprzedaży gazu wysokometanowego przede wszystkim w wyniku wzrostu cen zakupu surowca importowanego;
- wyższy poziom zawiązań odpisów aktualizujących, w szczególności dotyczących środków trwałych, środków trwałych w budowie oraz zapasu gazu.

Powyższy spadek został częściowo zniwelowany przez:

- wzrost marży na sprzedaży gazu zaazotowanego, spowodowany głównie przez wzrost ceny sprzedaży tego surowca;
- wzrost marży na sprzedaży ropy naftowej w konsekwencji niższych poniesionych kosztów poszukiwań;
- wzrost marży na sprzedaży pozostałych produktów, w szczególności helu i energii elektrycznej;
- zawiązanie niższych rezerw operacyjnych w 2019 r.

Wynik na działalności finansowej w I półroczu 2019 roku wyniósł 1 447 mln zł w związku z otrzymaniem przychodów z tytułu dywidend od spółek zależnych w wysokości 1 344 mln zł.

4.2. Wybrane dane finansowe GK PGNiG

Wybrane dane finansowe GK PGNiG (w mln zł)

	I pół. 2019 r.	I pół. 2018 r.	Zmiana r/r
Przychody ze sprzedaży	22 624	20 886	1 738
Koszty operacyjne razem, w tym:	(20 949)	(17 912)	(3 037)
Amortyzacja	(1 451)	(1 326)	(168)
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	1 675	2 974	(1 299)
Zysk przed opodatkowaniem	1 732	3 087	(1 355)
Zysk netto	1 311	2 270	(959)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	3 988	4 596	(565)
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(2 280)	(1 741)	(582)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(2 527)	(2 376)	(151)
Przepływy pieniężne netto	(819)	479	(1 298)
	30 czerwca 2019 r.	31 grudnia 2018 r.	Zmiana
Aktywa razem	53 312	53 271	41
Aktywa trwałe (długoterminowe)	40 590	38 898	1 692
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym:	12 722	14 373	(1 651)
Zapasy	3 178	3 364	(186)
Pozostałe aktywa	9 544	11 009	(1 465)
Zobowiązania i kapitał własny razem	53 312	53 271	41
Kapitał własny razem	37 607	36 632	975
Zobowiązania długoterminowe razem	8 400	7 255	1 145
Zobowiązania krótkoterminowe razem	7 305	9 384	(2 079)
Zobowiązania razem	15 705	16 639	(934)

Rentowność

	30 czerwca 2019 r.	30 czerwca 2018 r.	31 grudnia 2018 r.
EBIT			
zysk operacyjny	1 675	2 974	4 395
EBITDA			
zysk operacyjny + amortyzacja	3 126	4 300	7 115
EBITDA skorygowana			
zysk operacyjny + amortyzacja + odpisy z tytułu trwałej utraty wartości majątku trwałego	3 348	3 988	6 891
ROE			
zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	3,5%	6,3%	8,8%
Rentowność sprzedaży netto			
zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży	5,8%	10,9%	7,8%
ROA			
zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	2,5%	4,7%	6,0%

Płynność

	30 czerwca 2019 r.	30 czerwca 2018 r.	31 grudnia 2018 r.
Wskaźnik bieżącej płynności aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	2,2	2,4	1,8
Wskaźnik szybkiej płynności aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	1,6	1,9	1,3

Zadłużenie

	30 czerwca 2019 r.	30 czerwca 2018 r.	31 grudnia 2018 r.
Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	29,4%	26,4%	31,2%
Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem suma zobowiązań do kapitału własnego	41,8%	35,9%	45,4%

4.3. Omówienie wyników finansowych GK PGNiG

Zmiana prezentacji danych finansowych Grupy Kapitałowej PGNiG

Od 1 stycznia 2019 r. GK PGNiG zastosowała wymogi nowego standardu MSSF 16, dotyczące ujmowania, wyceny i prezentacji umów leasingu. Zastosowano wymogi standardu z wykorzystaniem zmodyfikowanego podejścia retrospektywnego ze skutkiem od 1 stycznia 2019 r. (bez przekształcenia okresu porównawczego).

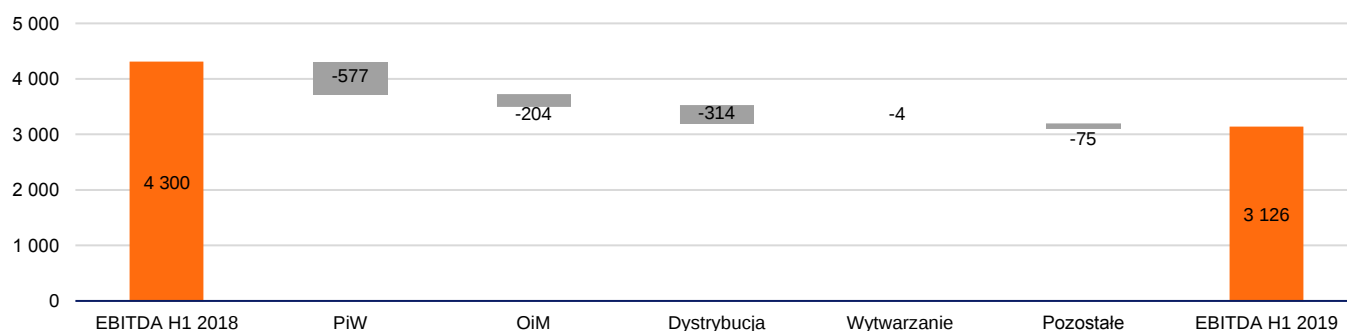
Szczegółowy opis wpływu MSSF 16 na skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG został zamieszczony w pkt. 2.5 Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG za I półrocze 2019 r. www.pgnig.pl

Omówienie wyników finansowych GK PGNiG

W I półroczu 2019 r. przychody GK PGNiG wyniosły 22 624 mln zł i były o 1 738 mln zł (8,3%) wyższe niż w analogicznym okresie roku poprzedniego, w którym osiągnęły poziom 20 886 mln zł. Przy wyższych o 17,0% kosztach operacyjnych wynoszących 20 949 mln zł, GK PGNiG wypracowała skonsolidowany wynik na działalności operacyjnej (EBIT) w wysokości 1 675 mln zł (spadek o 43,7%). Wynik z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA) wyniósł 3 126 mln zł, i był o 1 174 mln zł (27,3%) niższy w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Zysk netto, który wyniósł 1 311 mln zł, był niższy o 959 mln zł (42,2% r/r) w porównaniu do I półrocza 2018 r.

Wynik ten odzwierciedla wpływ warunków makroekonomicznych w I półroczu w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego, w tym spadających cen ropy naftowej na rynkach światowych oraz gazu w regionie Europy Środkowej o odpowiednio: -7% i -25%. Prowadzone działania sprzedażowe przy wyższych r/r temperaturach (wzrost o 0,7°C) pozwoliły na zwiększenie wolumenu gazu sprzedanego przez GK PGNiG – z 15,4 mld m³ w I półroczu 2018 r. do poziomu 15,9 mld m³ w I półroczu 2019 r.

✓ Zmiany w EBITDA GK PGNiG pomiędzy I półroczem 2018 r. i 2019 r. w mln zł



Poszukiwanie i Wydobywanie (PiW)

Segment Poszukiwanie i Wydobywanie na koniec I półrocza 2019 r. zanotował zysk na działalności operacyjnej w wysokości 1 450 mln zł. Wynik ten był o 596 mln zł niższy niż osiągnięty w analogicznym okresie ubiegłego roku. Na poziomie EBITDA wypracowano zysk w wysokości 1 990 mln zł, co jest wynikiem niższym od wyniku roku poprzedniego o 577 mln zł (-22,5% r/r). Przychody segmentu spadły o 668 mln zł, do poziomu 2 992 mln zł (-18,3% r/r), w relacji do przychodów uzyskanych w I półroczu 2018 r.

W I półroczu 2019 r. odnotowano spadek wolumenu wydobywania ropy naftowej (o -9% r/r) i sprzedaży (o -23%), co w efekcie przełożyło się na niższe przychody w segmencie ze sprzedaży ropy naftowej o 291 mln zł (-23% r/r). Za sprawą niższych cen gazu i nieznacznie niższego wolumenu wydobywania, przychody z tytułu sprzedaży gazu w segmencie spadły o 18% r/r. Jednocześnie koszty segmentu ogółem spadły o 4% r/r, do poziomu 1 542 mln zł. Zmiana stanu odpisów w I półroczu 2019 r. obciążyła wynik kwotą -189 mln zł.

Obrót i Magazynowanie (OiM)

Strata operacyjna segmentu Obrót i Magazynowanie wyniosła w I półroczu 2019 r. -332 mln zł, będąc wynikiem o 210 mln zł gorszym r/r. Na poziomie EBITDA wykazano stratę w wysokości -233 mln zł, co jest wynikiem niższym o 204 mln zł w porównaniu do I półrocza 2018 r., kiedy Grupa wypracowała wynik na poziomie -29 mln zł. Przychody segmentu ukształtowały się na poziomie 17 877 mln zł, i były o 2 107 mln zł wyższe w stosunku do analogicznego okresu w roku ubiegłym.

Koszty segmentu w I półroczu 2019 r. wzrosły o 15% r/r do poziomu 18 210 mln zł, przede wszystkim za sprawą wyższego o 14% r/r kosztu pozyskania gazu sięgającego poziomu 18 110 mln zł. Na wynik segmentu dodatkowo wpływ miało zwiększenie odpisu na zapasie gazu o -115 mln zł i dodatni wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń w wysokości +280 mln zł, przy stracie na poziomie -217 mln zł w I półroczu 2018 r.

Dystrybucja

Wynik operacyjny segmentu Dystrybucja w I półroczu 2019 r. zmniejszył się o 334 mln zł wobec I półrocza 2018 r. i osiągnął poziom 593 mln zł, natomiast powiększony o amortyzację (EBITDA) wyniósł 1 070 mln zł, czyli o 314 mln zł mniej niż rok wcześniej.

W I półroczu 2019 r. odnotowano spadek przychodów ze sprzedaży o 215 mln zł, głównie przychodów z usługi dystrybucyjnej o 118 mln zł (-5% r/r) za sprawą obowiązywania niższej taryfy i nieznacznie mniejszym wolumenie dystrybucji gazów sięgającym 6,3 mld m³. Koszty segmentu ogółem poniesione w I półroczu 2019 r. były wyższe o 119 mln zł, czyli 7% r/r, na co główny wpływ miał wzrost kosztów świadczeń pracowniczych.

Wytwarzanie

Wynik operacyjny segmentu w I półroczu 2019 r. wyniósł 158 mln zł i był niższy niż w I półroczu 2018 r. o 88 mln zł. Na poziomie EBITDA osiągnięto wynik w wysokości 462 mln zł, zbliżony do tego odnotowanego w I półroczu 2018 r. (466 mln zł). Przychody segmentu wyniosły 1 410 mln zł – o 145 mln zł więcej niż w I półroczu 2018 r.

Istotny wpływ na wyniki I półrocza 2019 r. miały koszty rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ (w II kwartale 2019 r. wyniosła ona 43 mln zł). Koszt zawiązania rezerwy został ujęty w pozostałych kosztach operacyjnych netto, natomiast późniejszy koszt umorzenia nabytych uprawnień do emisji zostanie odniesiony w koszty amortyzacji. Amortyzacja w segmencie wyniosła 304 mln zł i była wyższa o 38% r/r. EBITDA skorygowana o koszty rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ wyniosła 505 mln zł i była wyższa o 39 mln zł (8,4%) r/r.

Pomimo relatywnie wyższej temperatury w okresie, szczególnie w I kwartale 2019 r., w którym odnotowano wzrost o 3,0°C r/r, przychody ze sprzedaży ciepła utrzymały się na zbliżonym do ubiegłorocznego poziomie 741 mln zł, przy niższym o 2% wolumenie wytworzonego ciepła. O 6% r/r zwiększył się wolumen produkcji energii elektrycznej, co przy rosnących cenach przełożyło się na wzrost przychodów z tytułu sprzedaży wytworzonej energii o 44% do poziomu 538 mln zł. Natomiast wzrost kosztów zużycia węgla o 16% r/r do poziomu 502 mln zł (w wyniku rosnących cen zakupu węgla) miał wpływ na wyższe o 105 mln zł koszty operacyjne w segmencie. O 84 mln zł r/r do poziomu 304 mln zł wzrosła amortyzacja w segmencie.

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

Sprawozdanie z sytuacji finansowej

Suma bilansowa na dzień 30 czerwca 2019 r. (uwzględniając wpływu MSSF 16) wyniosła 53 312 mln zł, co oznacza nieznaczny wzrost w stosunku do jej wartości na koniec 2018 r. o 41 mln zł.

Aktywa

Największą pozycję aktywów Grupy stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których wartość na koniec I półrocza 2019 r. wyniosła 36 713 mln zł i była o 2 477 mln zł (7,2%) wyższa od stanu na dzień 31 grudnia 2018 r. W zakresie aktywów trwałych najistotniejszy wzrost (1 444 mln zł, czyli 9,8%) nastąpił w pozycji „Grunty” głównie w wyniku zastosowania nowego standardu MSSF 16 Leasing w zakresie prawa do wieczystego użytkowania gruntów. Szczegółowy opis wpływu MSSF 16 na skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG został zamieszczony w pkt. 2.5 Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG za I półrocze 2019 r. www.pgnig.pl

Aktywa obrotowe Grupy na koniec I półrocza 2019 r. wynosiły 12 722 mln zł i były o 1 651 mln zł (-11,5% r/r) niższe niż na koniec 2018 r. Największy wpływ na spadek aktywów obrotowych miał spadek wartości w pozycji „Należności” (o 1 553 mln zł, czyli o 27,0% w stosunku do końca 2018 r.), co jest efektem sezonowości sprzedaży paliwa gazowego, którego największy wolumen sprzedaży odnotowuje się w okresie zimowym.

Kapitał własny i zobowiązania

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Grupy jest kapitał własny, którego wartość na koniec I półrocza 2019 r. wynosiła 37 607 mln zł, co oznacza wzrost o 975 mln zł (2,7%) w relacji do końca 2018 r. Na zmianę poziomu kapitałów własnych wpływ miał między innymi osiągnięty w bieżącym okresie zysk netto w wysokości 1 312 mln zł, pomniejszony o kwotę dywidendy w wysokości 636 mln zł.

Stan zobowiązań długoterminowych na dzień 30 czerwca 2019 r. wyniósł 8 400 mln zł i był wyższy o 1 145 mln zł w porównaniu do 31 grudnia 2018 r. głównie za sprawą wzrostu zobowiązań z tytułu zastosowania nowego standardu MSSF 16. Jednocześnie na dzień 30 czerwca 2019 r. Grupa posiadała zobowiązania krótkoterminowe na poziomie 7 305 mln zł, co oznacza spadek o 2 079 mln zł (22,2%) w relacji do końca 2018 r.

W związku ze spadkiem poziomu zobowiązań krótkoterminowych oraz wzrostem poziomu kapitałów własnych i zobowiązań długoterminowych, wzrosły wskaźniki obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem i obciążenia zobowiązaniami ogółem, odpowiednio z 26,4% do 29,4% i z 35,9% do 41,8%.

Na skutek spadku poziomu zobowiązań krótkoterminowych oraz aktywów obrotowych niższe wartości osiągnęły: wskaźnik bieżącej płynności, który osiągnął wartość 2,2 wobec poziomu 2,4 z końca czerwca 2018 r.; oraz wskaźnik szybkiej płynności, który wyniósł w bieżącym okresie 1,6 w stosunku do poziomu 1,9.

Istotne transakcje zawarte z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż rynkowe

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

Możliwość zrealizowania publikowanych prognoz wyników

Zarząd PGNiG S.A. nie publikował prognoz wyników finansowych Grupy Kapitałowej PGNiG na 2019 r.

Gwarancje i poręczenia

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

Inwestycje w I półroczu 2019 r.

W I półroczu 2019 r. nakłady inwestycyjne GK PGNiG na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne i prawne wyniosły 2,0 mld zł i były o 44,9% wyższe od nakładów poniesionych w I półroczu 2018 r. Wysokość nakładów w poszczególnych segmentach działalności PGNiG i GK PGNiG przedstawiają poniższe tabele.

Nakłady inwestycyjne ¹ poniesione na rzeczowe aktywa trwałe PGNiG w I półroczu 2018 r.		Stopień wykonania zaktualizowanego planu	
	I pół. 2019 r.	I pół. 2018 r.	I pół. 2019 r.
I. Poszukiwanie i Wydobywanie, w tym:	474	384	66%
1 Poszukiwanie (w tym nakłady na odwierty negatywne)	322	279	82%
2 Wydobywanie	152	105	47%
II. Obrót i Magazynowanie	45	65	54%
1 Obrót	32	37	46%
2 Magazyny segmentu Obrót i Magazynowanie	12	28	100%
III. Nakłady inwestycyjne łącznie (I+II)	519	449	65%

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

Nakłady inwestycyjne ¹ poniesione na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w I półroczu 2018 r.		Stopień wykonania zaktualizowanego planu ²	
	I pół. 2019 r.	I pół. 2018 r.	I pół. 2019 r.
I. Poszukiwanie i Wydobywanie, w tym:	687	560	62%
1 Norwegia	164	142	79%
2 Pakistan	35	30	23%
3 Libia	2	4	100%
II. Obrót i Magazynowanie	37	32	57%
III. Dystrybucja	904	609	104%
IV. Wytwarzanie	374	165	40%
V. Pozostałe segmenty	34	39	48%
VI. Nakłady inwestycyjne łącznie (I-V)	2 036	1 405	67%

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

2) W odniesieniu do zaktualizowanych planowanych nakładów inwestycyjnych na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w I pół. 2019 r., z uwzględnieniem środków na akwizycję w Norwegii

4.4. Przewidywana sytuacja finansowa

Na sytuację finansową GK PGNiG w przyszłych okresach będą w istotnym stopniu oddziaływać zmiany cen węglowodorów na rynkach surowców oraz zmiany kursów walut. Powyższe czynniki będą szczególnie istotne dla wyników generowanych przez GK PGNiG w segmentach Poszukiwanie i Wydobywanie oraz Obrót i Magazynowanie.

Zmiana notowań cen węglowodorów przekłada się na przychody ze sprzedaży realizowane przez podmioty GK PGNiG zajmujące się wydobywaniem oraz ma wpływ na poziom popytu na usługi sejsmiczne i poszukiwawcze świadczonych przez spółki GK PGNiG. Wzrost cen gazu i ropy naftowej wpływa pozytywnie na wyniki w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie. Długoterminowe prognozy cen węglowodorów mają znaczący wpływ na prognozowane przepływy pieniężne z majątku produkcyjnego i w konsekwencji na konieczność aktualizacji wartości aktywów trwałych.

Z uwagi na powiązanie cen ropy naftowej z ceną gazu w ramach Kontraktu jamalskiego i Kontraktu katarskiego, cena ropy naftowej ma przeciwne do obserwowanego w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie oddziaływanie na wyniki segmentu Obrót i Magazynowanie. Wzrost cen ropy naftowej przekłada się na wzrost kosztów zakupu gazu ziemnego przez PGNiG. Zależność ta może ulec zmianie za sprawą wyroku Trybunału Arbitrażowego w Sztokholmie w kwestii dotyczącej stosowanej w Kontrakcie jamalskim formuły cenowej. > Więcej informacji – pkt 6.4.3.

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

Na sytuację finansową GK PGNiG wpłynie także stanowisko Prezesa URE odnośnie poziomu taryf sprzedaży i dystrybucji paliw gazowych oraz sprzedaży ciepła. Dodatkowo, postępująca liberalizacja rynku gazu w Polsce będzie w dalszym ciągu wywoływać presję na wyniki realizowane przez spółki GK PGNiG świadczące usługi sprzedaży gazu działające w segmencie Obrót i Magazynowanie. Efektem konkurencyjnej walki o klienta są m.in. programy rabatowe kierowane do klientów oraz zmiany warunków cenowych na rynkowe. Powyższe czynniki mogą wpłynąć na obniżenie rentowności segmentu Obrót i Magazynowanie poprzez zmniejszenie uzyskiwanych marż na sprzedaży.

W przypadku segmentu Wytwarzanie ważnym z punktu widzenia działalności GK PGNiG będą ceny energii elektrycznej, ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz kształt programów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz ze źródeł odnawialnych. Zmiany legislacyjne w omawianym zakresie oraz zmiany rynkowe cen czerwonych i zielonych certyfikatów (świadectw pochodzenia energii elektrycznej) będą wpływać na sytuację finansową GK PGNiG w tym segmencie. Ponadto istotnym elementem kształtującym wyniki segmentu Wytwarzanie będzie poziom cen paliw produkcyjnych wykorzystywanych na potrzeby produkcji ciepła i energii elektrycznej.

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

5. Działalność operacyjna w I półroczu 2019 r.

Dane operacyjne	I pół. 2019 r.	I pół. 2018 r.
Wydobycie gazu ziemnego w GK PGNiG (w mln m³)*		
Gaz wysokometanowy E	916	925
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	1 305	1 330
Razem (przeliczony na E)	2 221	2 255
Sprzedaż gazu ziemnego w GK PGNiG (w mln m³)*		
Gaz wysokometanowy E	15 146	14 548
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	801	799
Razem (przeliczony na E)	15 947	15 347
Wolumen dystrybucji (w mln m³)**		
Gaz wysokometanowy, zaazotowany, propan-butan, koksowniczy	6 314	6 356
Ropa naftowa, kondensat i NGL (w tys. ton)		
Wydobycie	614	673
Sprzedaż	554	723
Ciepło i energia elektryczna (z produkcji)		
Wolumen sprzedaży ciepła poza GK PGNiG (TJ)	23 010	23 463
Wolumen sprzedaży energii elektrycznej z produkcji (TWh)	2 257	2 137

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

**W jednostkach naturalnych.

5.1. Segment Poszukiwanie i wydobywanie

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

5.1.1. Segment w liczbach

Wybrane dane finansowe segmentu	I pół. 2019 r.	I pół. 2018 r.	2018	2017	2016 ²⁾	2015 ¹⁾
Przychody ze sprzedaży ogółem	2 992	3 660	7 671	6 118	5 289	4 855
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG, w tym:	1 564	1 831	3 794	3 092	2 776	3 148
- gazu wysokometanowego i zaazotowanego	332	311	681	602	517	553
- ropy naftowej, kondensatu i NGL	965	1 256	2 554	1 862	1 606	1 945
- usługi geofizyczne, geologiczne i wiertnicze	99	122	262	358	429	382
Przychody między segmentami	1 428	1 829	3 877	3 026	2 513	1 707
EBITDA	1 990	2 567	5 019	3 865	2 206	2 426

1) dane nieprzekształcone, raportowane

2) dane przekształcone według nowej segmentacji działalności GK PGNiG

Wydobycie gazu ziemnego GK PGNiG mln m ³	I pół. 2019 r.	I pół. 2018 r.	2018	2017	2016	2015
Gaz wysokometanowy (E)	916	925	1 834	1 863	1 918	2 027
w Polsce	653	637	1 296	1 315	1 401	1 454
w Norwegii*	263	288	538	548	517	573
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	1 305	1 330	2 712	2 674	2 540	2 564
w Polsce	1 217	1 232	2 512	2 524	2 481	2 513
w Pakistanie - Oddział PGNiG w Pakistanie	88	98	200	150	59	52
RAZEM (przeliczony na E)	2 221	2 255	4 546	4 537	4 458	4 591

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

Sprzedaż gazu ziemnego z segmentu PIW poza GK PGNiG mln m ³	I pół. 2019 r.	I pół. 2018 r.	2018	2017	2016	2015
Gaz wysokometanowy (E)	13	14	26	31	77	54
w Polsce	13	14	26	31	53	52
w Norwegii	-	-	-	-	24	1
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	400	416	857	795	703	684
w Polsce	312	319	658	646	645	633
w Pakistanie - Oddział PGNiG w Pakistanie	88	97	199	149	58	51
RAZEM (przeliczony na E)	413	430	883	825	780	738

Ropa naftowa* w GK PGNiG tys. ton	I pół. 2019 r.	I pół. 2018 r.	2018	2017	2016	2015
Wydobycie ropy naftowej*	614	673	1 345	1 257	1 318	1 428

w Polsce	385	398	818	787	763	765
w Norwegii	229	275	527	470	555	664
Sprzedaż ropy naftowej*	554	723	1 410	1 269	1 347	1 391
z wydobycia w Polsce	387	398	817	791	754	772
z wydobycia w Norwegii	167	325	593	479	593	619

*Razem z kondensatem i NGL.

Wydobycie pozostałych produktów tys. ton	I pół. 2019 r.	I pół. 2018 r.	2018	2017	2016	2015
Gaz propan-butan	20	19	39	38	37	35
LNG	10	11	21	22	26	25
mln m³						
Hel	2	2	3	3	3	3

5.1.2. Strategia w segmencie

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

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

5.1.3. Działalność segmentu w Polsce

Koncesje krajowe

Na dzień 1 stycznia 2019 r. PGNiG było w posiadaniu 20 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz 27 koncesji łącznych (na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie). Z kolei na dzień 30 czerwca 2019 r. posiadało 48 koncesji, w tym:

- 29 koncesji „łącznych”,
- 17 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie,
- 2 koncesje, których termin ważności minął w dniu 6 maja 2019 r., ale oczekują na przekształcenie (tzw. koncesje zawieszone).

W I półroczu 2019 r. uzyskano:

- 3 decyzje zatwierdzające dla dodatków do projektów robót geologicznych,
- 1 decyzję zatwierdzającą projekt robót geologicznych w obszarze bezkoncesyjnym,
- 6 decyzji zmieniających koncesje,
- w wyniku rozstrzygnięcia II rundy przetargowej – decyzje dla 2 obszarów koncesyjnych: Szamotuły-Poznań Północ oraz Złotów-Zabartowo.

Ponadto do organu koncesyjnego złożono łącznie 21 wniosków o zmianę (lub przekształcenie) koncesji oraz dodatki do projektów robót geologicznych, które oczekują na wydanie odpowiednich decyzji, a także:

- 1 ofertę, w ramach III rundy przetargowej w obszarze Sierpowo,
- 1 wniosek o udzielenie koncesji w trybie procedury *open door*,
- 1 wniosek o rezygnację z koncesji – blok 456.

Na dzień 30 czerwca 2019 r. liczba posiadanych krajowych koncesji eksploatacyjnych wyniosła 197, czyli o 6 mniej niż na koniec ubiegłego roku. W I półroczu 2019 r. PGNiG nie przyznano nowych koncesji, 16 koncesji zostało zmienionych, a 6 koncesji zostało wygaszonych. Bez zmian pozostaje liczba koncesji na podziemne magazynowanie gazu (9).

Aktualnie PGNiG posiada 2 koncesje na składowanie odpadów. Koncesja na składowanie odpadów w horyzontach VII i VIIa złoża gazu ziemnego „Husów-Albigowa-Krasne” wygasła w dniu 19 maja 2019 r. a 3 czerwca 2019 r. złożono wniosek o ponowne udzielenie koncesji w tym zakresie.

Stan zasobów wydobywalnych w Polsce na dzień 30 czerwca 2019 r. – bez uwzględnienia dokumentacji geologiczno-inwestycyjnych oraz dokumentacji rozliczających zasoby – to 15 740 tys. ton ropy naftowej oraz 83 097 mln m³ gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Prowadzone prace

W I półroczu 2019 r. PGNiG zajmowało się poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie Karpat, Przedgórze Karpat, Górnośląskim Zagłębiu Węglowym, Monoklinie Przedłużeckiej, Synklinorium Szczecińskim – zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami.

W I półroczu 2019 r. wiercenia prowadzono w 18 otworach o łącznym metrażu 41 778 mb w tym: 4 badawczych, 3 poszukiwawczych, 4 rozpoznawczych oraz 7 eksploatacyjnych. W czterech otworach (Czarna Dolna-1, Krobielewko-7, Kramarzówka-3H i Szczepanów-14 modernizacja) wiercenie rozpoczęto jeszcze w 2018 r. Dla porównania w I półroczu 2018 r. prace wiertnicze prowadzone były w 23 otworach o łącznym metrażu 38 599 mb, w tym: 9 poszukiwawczych, 6 rozpoznawczych oraz 5 eksploatacyjnych.

W I półroczu 2019 r. w 10 otworach prowadzono inne prace wiertnicze: testy złożowe; rekonstrukcje oraz likwidacje.

Z 18 otworów realizowanych w I półroczu 2019 r., głębokość końcową osiągnęło 13 otworów, w tym: 2 badawcze, 2 poszukiwawcze, 3 rozpoznawcze oraz 6 eksploatacyjnych. Na koniec czerwca 2019 r. wyniki złożowe uzyskano z 9 odwiertów (3 rozpoznawcze i 6 eksploatacyjnych) i wszystkie zakwalifikowano jako pozytywne.

Łącznie w I półroczu 2019 r. podłączono do eksploatacji:

- w ramach nowych złóż w Sanoku: odwiert na złożu Olchowiec (Olchowiec-2),
- w ramach włączeń do już eksploatowanych złóż w Sanoku: 2 odwierty na złożu Zagorzyce (Sędziszów-38K i Sędziszów-39K), odwiert na złożu Nosówka (Słotwinka-1), odwiert na złożu Przemyśl (Przemyśl-47) oraz odwiert na złożu Przeworsk (Przeworsk-24).

W I półroczu 2019 r. uzyskano decyzje o wygaszeniu koncesji na wydobywanie dla złóż: Jeżowe, Lipowiec E, Łazy oraz Jankowice.

Prace sejsmiczne

W I półroczu 2019 r. wykonano 381,525 km sejsmiki 2D oraz 87,880 km² sejsmiki 3D.

Poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie złóż metanu z pokładów węgla

W ramach realizacji II etapu projektu Geo-Metan (etapu badawczo-demonstracyjnego), w I półroczu 2019 r. zawarto umowę współpracy pomiędzy PGNiG oraz PGG na realizację otworów badawczych Bielszowice-1K i Bielszowice-2H w obszarze górniczym KWK Ruda Ruch Bielszowice. Obecnie trwają prace analityczne dotyczące realizacji kolejnego systemu otworów na KWK Murcki-Staszic, należącej do PGG. Podczas prowadzonych negocjacji warunków umowy o współpracy z JSW, porozumienia do tej pory nie osiągnięto. Planowane prace w obszarze górniczym KWK Budryk, zakładały wiercenie 3 otworów badawczych – Budryk-1, Budryk-2H i Budryk-3H. Obecnie prowadzone są negocjacje ze spółką Tauron Wydobywanie, gdzie planuje się wstępnie realizację 3 otworów badawczych - Brzeszcze-1, Brzeszcze-2H i Brzeszcze-3H.

W ramach prac prowadzonych na koncesji „Międzyrzecze”, pod koniec 2018 r. wznowiono długotrwały test produkcyjny na odwiercie Gilowice-1. Metan uzyskiwany z tego otworu wykorzystywany jest obecnie do produkcji energii elektrycznej za pomocą gazowego agregatu prądotwórczego i przekazywany do lokalnej sieci energetycznej. Po odwierceniu w 2018 r. systemu intersekccyjnie połączonych otworów Gilowice-3K i Gilowice-4H i wykonanych zabiegach intensyfikacyjnych przystąpiono do testu produkcyjnego. Aktualnie trwa jego początkowa faza (tzw. „dewatering”, tj. odbiór płynów pozabiegowych i złożowych systemem pomp zamontowanych w obu otworach). Odwiercony w ramach obligacji koncesyjnych w 2018 r. rdzeniowany otwór Międzyrzecze-4 został czasowo zabezpieczony. W I połowie 2019 r. wykonano kolejny otwór z rdzeniowaniem interwałów perspektywicznych – Międzyrzecze-3. Otwór ten planuje się połączyć intersekccyjnie z otworem horyzontalnym Międzyrzecze-5H. Osobnym projektem robót geologicznych objęty zostanie kolejny system intersekccyjnie połączonych otworów Międzyrzecze-6H i Międzyrzecze-7. Prace projektowe są w trakcie realizacji.

Więcej informacji na temat działalności związanej ze złożami metanu z pokładów węgla znajduje się w punkcie 5.1.3. Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG za 2018 r. > www.pgnig.pl

Sprzedaż ropy

Sprzedaż ropy naftowej w PGNiG jest oparta o rynkowe notowania cen tego surowca. W obszarze handlu ropą naftową wydobywaną w Polsce, PGNiG w I połowie 2019 r. kontynuowało swoją dotychczasową politykę sprzedażową współpracując z największymi podmiotami sektora paliwowego w Polsce i za granicą. Kolejowe dostawy ropy naftowej realizowane są do Grupy LOTOS – Rafineria w Gdańsku oraz do spółki Orlen Południe Zakład Trzebinia (Grupa PKN Orlen).

5.1.4. Działalność segmentu za granicą

Norwegia

PGNiG UN posiada udziały w koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, zlokalizowanych na Morzach Norweskim, Północnym i Barentsa. Wspólnie z partnerami zajmuje się wydobywaniem węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog oraz zagospodarowaniem złóż: Ærfugl (wcześniej Snadd), Skogul (wcześniej Storklakken) oraz Duva (nabytego w lipcu 2019 r.). Dodatkowo PGNiG UN przygotowuje się do zagospodarowania złóż: Tommeliten Alpha (nabytego w 2018 r.) oraz King Lear (nabytego w I półroczu 2019 r.), a także rozpatruje możliwość zagospodarowania złoża Fogelberg. Na pozostałych koncesjach spółka realizuje projekty poszukiwawcze.

Na dzień 30 czerwca 2019 r. PGNiG UN posiadał udziały w 23 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, w tym w 4 jako operatorskie. Przekazanie praw do 4 kolejnych koncesji (związanych ze złożami King Lear i Duva) nastąpi po uzyskaniu wymaganych zgód administracyjnych w Norwegii.

Złóża w fazie produkcji

W I półroczu 2019 r. ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog spółka wydobyla 229 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami (w przeliczeniu na tonę ekwiwalentu ropy naftowej) i 263 mln m³ gazu ziemnego. Wydobyte ze złóż było zbliżone do planowanego i 13% niższe niż w analogicznym okresie poprzedniego roku, co jest wynikiem naturalnego sčerpywania złóż.

PGNiG UN podejmuje działania mające na celu utrzymanie wydobywania z obecnych złóż przy zachowaniu dobrych wyników operacyjnych – w I półroczu 2019 r. oddano do eksploatacji dodatkowe odwierty na złożu Gina Krog.

Szczegółowy opis złóż w fazie produkcji został zamieszczony w rozdziale 5.1.4 Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG w 2018 roku. > www.pgnig.pl

Złóża w fazie zagospodarowania

W I półroczu 2019 r. kontynuowano zagospodarowanie złóż – Ærfugl i Skogul, w których PGNiG UN jest partnerem. Wykonanie odwiertów eksploatacyjnych i instalację urządzeń wydobywczych na obu złożach zaplanowano na lata 2019/2020. Operatorem obu tych złóż jest Aker BP. Rozpoczęcie wydobywania z obu tych złóż planowane jest na 2020 r. Obie inwestycje zostaną sfinansowane ze środków pochodzących z działalności operacyjnej w Norwegii. Inwestycja w złożo gazowe Ærfugl oznacza częściowe wypełnienie celów strategicznych poprzez istotne zwiększenie produkcji gazu ziemnego, który ma zostać przesyłany z Norwegii do Polski. > [Więcej informacji na temat projektu Baltic Pipe – pkt 3.2.1](#)

Ponadto, w I półroczu 2019 r. PGNiG UN razem z partnerami kontynuował zagospodarowanie złoża Gina Krog. Główne prace obejmowały wiercenie dodatkowych otworów do zatłaczania gazu w celu podniesienia poziomu wydobywania ropy naftowej. Zatłoczony gaz zostanie wydobyty ze złoża w okresie późniejszym.

W czerwcu 2019 r. PGNiG UN podpisał umowę nabycia 22,2% udziałów w licencjach PL146 i PL333, zawierających złożo gazowe King Lear. Operatorem licencji PL146 oraz PL333 jest AkerBP, który posiada 77,8% udziałów. King Lear jest złożem gazowo-ropnym zlokalizowanym na Morzu Północnym. Zgodnie z danymi Norweskiego Dyrektariatu Naftowego jego udokumentowane zasoby wydobywalne wynoszą 9,2 mld m³ gazu oraz 6,5 mln m³ ropy naftowej. Obecnie trwają prace dotyczące opracowania koncepcji zagospodarowania złoża. Proces inwestycyjny planowany jest w latach 2021-24, a uruchomienie produkcji ma nastąpić w 2025 r. Zgodnie z aktualnymi danymi operatora złoża, po uruchomieniu produkcji, wydobyte gazu w części przypadającej na PGNiG UN ma wynieść 0,25 mld m³ gazu rocznie.

Ponadto w lipcu 2019 r. PGNiG UN zawarł umowę zakupu 20% udziałów w licencjach PL636 i PL636B od Wellesley Petroleum AS, zawierających złożo Duva. Operatorem złoża jest Neptune Energy Norge, który posiada 30% udziałów. Pozostali partnerzy to Idemitsu Petroleum Norge (30%) oraz Pandion Energy (20%). Duva jest złożem gazowo-ropnym zlokalizowanym na Morzu Północnym, w odległości 6 km od złoża Gjå, którego operatorem jest Neptune Energy Norge. Złożo znajduje się na koncesji PL636 i zostało udokumentowane poprzez odwiert poszukiwawczy w 2016 r. Zgodnie z danymi Norweskiego Dyrektariatu Naftowego udokumentowane zasoby wydobywalne złoża Duva wynoszą ok. 8,4 mld m³ gazu, 3,7 mln m³ ropy naftowej oraz 1 mln ton NGL. Obecnie Duva znajduje się w fazie przygotowania do produkcji. Plan zagospodarowania złoża zakłada wykonanie co najmniej trzech odwiertów wydobywczych i podłączenie ich do platformy Gjå. Wykorzystanie istniejącej infrastruktury produkcyjnej znacząco obniża koszty oraz skraca proces inwestycyjny, który będzie kontynuowany w latach 2019-20. Uruchomienie produkcji ma nastąpić pod koniec 2020 r. Zgodnie z aktualnymi danymi operatora złoża, maksymalne wydobyte ma wynieść 30 tys. baryłek ekwiwalentu ropy i gazu. Wydobyte gazu, w części przypadającej na PGNiG UN, ma wynieść 0,13 mld m³ gazu rocznie.

Umowy zakupu licencji złóż King Lear i Duva zostały zawarte pod warunkami zawieszającymi – PGNiG UN jest w procesie uzyskiwania wymaganych zgód administracyjnych w Norwegii.

Szczegółowy opis pozostałych złóż w fazie zagospodarowania został zamieszczony w rozdziale 5.1.4 Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG w 2018 roku. > www.pgnig.pl

Złóża w fazie poszukiwania / rozpoznania

W styczniu 2019 r. została rozstrzygnięta kolejna runda koncesyjna APA 2018 (*Awards in Predefined Areas*), w wyniku której PGNiG UN otrzymał udziały w 3 kolejnych nowych koncesjach poszukiwawczych PL838B, PL1009 oraz PL1017:

- 40% udziałów jako operator w koncesji PL838B, położonej na Morzu Norweskim i będącej rozszerzeniem koncesji PL838, w ramach której PGNiG UN zamierza w drugiej połowie 2019 r. odwiercić pierwszy operatorski odwiert poszukiwawczy;
- 35% udziałów jako partner w koncesji PL1009 (Warka) na Morzu Norweskim. Koncesja ta położona jest w okolicy złoża Skarv, operatorem na tej koncesji został ConocoPhillips (65% udziałów).
- 50% udziałów jako operator w koncesji PL1017 (Copernicus) na Morzu Norweskim, położonej na wschód od złoża Aasta Hansteen. Partnerem na licencji jest Equinor (50%).

W ramach licencji PL1009 zobowiązanie koncesyjne obejmuje odwiercenie odwiertu poszukiwawczego. W przypadku dwóch pozostałych koncesji 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. Wszystkie trzy koncesje są zlokalizowane w pobliżu istniejącej infrastruktury produkcyjnej i gazociągów, co ułatwia i przyspiesza proces ewentualnego ich zagospodarowania. Koncesje PL838B oraz PL1009 są zlokalizowane w pobliżu największego w portfelu aktywów PGNiG UN złoża, jakim jest Skarv oraz w pobliżu złoża Åsgard, co umożliwi wykorzystywanie własnych bogatych doświadczeń GK PGNiG w poszukiwaniu ropy i gazu w tym regionie.

PGNiG UN wspólnie z partnerami kontynuował również prace na pozostałych koncesjach poszukiwawczych. W ramach koncesji PL838 podjęto decyzję o wierceniu odwiertu poszukiwawczego, które to wiercenie jest planowane na II połowę 2019 r. Prowadzono również ocenę perspektywiczności pozostałych koncesji poszukiwawczych będących w posiadaniu spółki. Po wynikach przeprowadzonych analiz geologiczno-ekonomicznych podjęto decyzję o zwolnieniu koncesji PL813.

Podatki – działalność w Norwegii

Od stycznia 2019 r. stopa podatku dochodowego w Norwegii została obniżona z 23% do 22%. Jednocześnie obniżka podatku dochodowego została zrównoważona podniesieniem specjalnego podatku węglowodorowego (*Special Petroleum Tax*) z 55% do 56% oraz obniżką ulgi inwestycyjnej (*Uplift*) z 21,2% do 20,8%. Krańcowa stopa podatkowa od działalności wydobywczej pozostała zatem na poziomie 78%, stąd też wprowadzone zmiany mają minimalny wpływ na działalność biznesową spółki.

Wykaz koncesji na koniec czerwca 2019 r.

Koncesja	Operator	Udział	Rodzaj	Planowane działania
PL029C (Gina Krog)	Equinor	29,63 % (8% w projekcie)	Poszukiwawcza / Zagospodarowanie	Zagospodarowanie (produkcja od 2017 r.), Poszukiwania
PL036D (Vilje)	AkerBP	24.243 %	Produkcja	Produkcja
PL044 (Tommeliten Alpha)	ConocoPhillips	42,38% dla Tommeliten Alpha, 30% Poszukiwanie	Poszukiwawcza / Przygotowanie zagospodarowania	Przygotowanie koncepcji zagospodarowania
PL036 (Vale)	Spirit	24.243 %	Produkcja	Produkcja
PL249 (Vale)				
PL134B (Morvin)	Equinor	6%	Produkcja	Produkcja, Poszukiwania
PL134C (Morvin)				
PL212 (Skarv)	AkerBP	15 %	Poszukiwawcza / Zagospodarowanie / Produkcja	Produkcja, zagospodarowanie złoża Ærfugl uruchomienie produkcji w 2020
PL212B (Skarv)		(11,9175% w projekcie)		
PL262 (Skarv)	AkerBP	15 %	Poszukiwawcza	Możliwe włączenie do Ærfugl
PL212E (Snadd Outer)				
PL433 (Fogelberg)	Spirit	20%	Poszukiwawcza	Analiza wyników testu produkcyjnego możliwe uruchomienie zagospodarowania
PL460 (Skogul)	AkerBP	35%	Zagospodarowanie	Zagospodarowanie (planowane uruchomienie produkcji w 2020)
Op.PL838 (Tunfisk/Shrek)				Podjęta decyzja odwiercenia odwiertu
Op.PL838B	PGNiG	40%	Poszukiwawcza	Działania uzależnione od wyników wiercenia prospektu Shrek
PL839 (Nise/Storkobbe)	AkerBP	11,9175%	Poszukiwawcza	Interpretacja sejsmiki
PL850 (Ulv)	Edison	20%	Poszukiwawcza	<i>Drill or drop*</i> : listopad 2019
PL887 (Novus East)	PGNiG	40%	Poszukiwawcza	<i>Drill or drop*</i> : luty 2020
PL891 (Tunfisk South)	ConocoPhillips	30%	Poszukiwawcza	<i>Drill or drop*</i> : sierpień 2019
PL939	Equinor	30%	Poszukiwawcza	<i>Drill or drop*</i> : marzec 2020
PL941	AkerBP	20%	Poszukiwawcza	<i>Drill or drop*</i> : marzec 2020
PL1009	ConocoPhillips	35%	Poszukiwawcza	Zobowiązanie do odwiercenia odwiertu do marca 2021
PL1017	PGNiG	50%	Poszukiwawcza	<i>Drill or drop*</i> : marzec 2021

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

Pakistan

PGNiG prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd. (PPL), zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG: (operator) – 70%, PPL – 30%. Dotychczas na terenie koncesji odkryto dwa złoża gazu ziemnego Rehman i Rizq o pierwotnych zasobach wydobywalnych odpowiednio 9,95 mld m³ i 3,48 mld m³ (z czego dla PGNiG przypada 6,96 mld m³ i 2,44 mld m³ gazu naturalnego). Eksploatacja ze złóż Rehman i Rizq prowadzona jest za pomocą kopalni na złożu Rehman.

W I półroczu 2019 r. produkcja ze złóż Rehman i Rizq prowadzona była 7 odwiertami, a stan zasobów na 30 czerwca 2019 r. wyniósł ok. 8,69 mld m³ gazu naturalnego (w części przypadającej PGNiG). Do 30 czerwca 2019 r. ukończono wiercenie i testowanie

pozytywnego odwiertu Rehman-5, rozpoczęto wiercenie odwiertu Rehman-6 oraz zakończono mobilizację urządzenia na potrzeby wiercenia otworu Rizq-3.

W ramach kontynuacji prac poszukiwawczych w 2019 r. Oddział w Pakistanie zakończył akwizycję rozpoczętych w 2018 r. zdjęć sejsmicznych: 3D na obszarze potencjalnego złoża W1 oraz zdjęcia sejsmicznego 2D na obszarze potencjalnego złoża W2. Aktualnie trwa *processing* obu zdjęć.

Zjednoczone Emiraty Arabskie

PGNiG w 2018 r. wzięło udział w rundzie przetargowej na nabycie praw w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania węglowodorów w emiracie Ras Al Khaimah (RAK) w Zjednoczonych Emiratach Arabskich (ZEA) organizowanej przez Ras Al Khaimah Petroleum Authority (RAKPA). Oferta PGNiG na blok 5 została przez RAKPA uznana za najkorzystniejszą, w wyniku czego w dniu 16 stycznia 2019 r. doszło do podpisania umów pomiędzy PGNiG oraz partnerami (RAKPA i RAK Gas). W ten sposób PGNiG objęło 90% udziałów na Bloku 5. W celu realizacji umów został zarejestrowany w RAK Oddział PGNiG i uzyskał on stosowną licencję na prowadzenie prac. W ramach zawartych umów PGNiG w trakcie pierwszego okresu poszukiwawczego zobowiązana jest do wykonania sejsmiki 3D na obszarze bloku 5. Obecnie trwają prace przygotowawcze w tym zakresie.

5.1.5. Perspektywy rozwoju

Prognozy wydobywania w latach 2019-2021

W dniu 31 lipca 2019 r. PGNiG opublikowało prognozy wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej w latach 2019–2021.

Zgodnie z prognozami dotyczącymi gazu ziemnego, wydobywanie gazu ziemnego w Polsce powinno utrzymać się na stabilnym poziomie m.in. w efekcie włączenia do eksploatacji nowych odwiertów. Mniejsze spodziewane wydobywanie gazu ziemnego w Pakistanie na koniec 2019 r. wynika z opóźnień w budowie gazociągu ekspedycyjnego przez stronę pakistańską. Natomiast od 2020 r. prognozowane jest większe wydobywanie dzięki podłączeniu nowych odwiertów. W Norwegii prognozowany poziom produkcji gazu ziemnego zostanie utrzymany na stabilnym poziomie w 2019 i 2020 r., natomiast planowane włączenie do eksploatacji złoża Ærfulg spowoduje wzrost wydobywania surowca w 2021 r.

Prognoza wydobywania gazu ziemnego w latach 2019–2021 w przeliczeniu na gaz wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³

mld m ³	2019	2020	2021
Polska	3,9	3,9	4,0
Zagranica, w tym:	0,7	0,9	1,2
- Norwegia	0,5	0,5	0,7
- Pakistan	0,2	0,4	0,5
Razem	4,6	4,8	5,2

Zgodnie z prognozami dotyczącymi ropy naftowej, zakłada się, że w okresie prognozy wydobywanie ropy naftowej w Polsce będzie stopniowo spadać wraz z postępującym naturalnym szczypaniem złóż. W 2019 r. w Norwegii przewiduje się spadek produkcji ropy naftowej wynikający z naturalnego szczypania złóż. Planowane rozpoczęcie eksploatacji ze złóż Skogul w 2020 r. oraz Ærfulg i Duva w 2021 r. przyczyni się natomiast do istotnego wzrostu wydobywania w latach 2020-2021.

Prognoza wydobywania ropy naftowej wraz z kondensatem i NGL w latach 2019–2021

tys. ton	2019	2020	2021
Polska	778	747	733
Zagranica, w tym:	475	611	671
- Norwegia	475	611	671
Razem	1 253	1 358	1 404

Polska

W II półroczu 2019 r. planowane jest prowadzenie prac wiertniczych w kolejnych 14 otworach w Polsce, w tym:

- 1 badawczym (Nowe Sady-1),
- 1 poszukiwawczym (Chałupczyn-1),
- 8 rozpoznawczych (Mirocin- 66K, 67K 68K, Ryszkowa Wola- 8; Pruchnik-36, Gnojnica-4K, Pławce- 3/H, Sędziszów-40),
- 4 eksploatacyjnych (Zbąszyń-12, 11H; Przemyśl-292K, 317K).

Rozpoczęcie realizacji planowanych wierceń uzależnione jest od procedur zakupowych jak i pozwoleń administracyjno-prawnych.

Norwegia

PGNiG UN posiada zdywersyfikowany portfel koncesji wydobywczych i poszukiwawczych wydobywczych na Morzach Północnym, Norweskim i Barentsa. Utrzymanie tej dywersyfikacji postrzegane jest jako istotny element zarządzania portfelem projektów.

W II półroczu 2019 r. Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG Upstream Norway kontynuować będzie, jako partner, wydobywanie węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog oraz zagospodarowanie złóż Skogul, Ærfulg oraz Duva. Trwa również faza przygotowania koncepcji zagospodarowania złóż Tommeliten Alpha i King Lear.

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. Niewykluczone jest pozyskiwanie nowych obszarów koncesyjnych w procesie odkupienia udziałów od innych firm naftowych w obszarach interesujących spółkę (*Farm In*) lub przez wymianę udziałów pomiędzy własnymi koncesjami a obszarami interesującymi spółkę (*swap, Farm Down*).

Pakistan

Na 2019 r. w ramach prac rozpoznawczo-eksploatacyjnych zaplanowano ukończenie wiercenia, testy i podłączenie do produkcji otworu eksploatacyjnego Rehman-5 oraz rozpoczęcie wiercenia otworów eksploatacyjnych Rehman-6 i Rizq-3, co będzie się wiązało z zaangażowaniem drugiego urządzenia wiertniczego.

W 2019 r. ma nastąpić również rozpoczęcie wiercenia otworów Rehman-7 (rozpoczęto prace ziemne) oraz Rizq-4. Równolegle do prac wiertniczych, PGNiG prowadzić będzie prace związane z rozbudową mocy instalacji wydobywczych i podłączaniem kolejnych otworów do eksploatacji. Do końca 2019 r. przewiduje się podłączenie odwiertów Rehman-5 oraz Rehman-6.

5.2. Segment Obrót i magazynowanie

Podstawową działalność segmentu stanowi obrót gazem ziemnym. Segment sprzedaje w Polsce gaz wydobywany ze złóż krajowych i gaz importowany, a GK PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Poprzez spółki PGNiG Supply and Trading GmbH (sprzedaż hurtowa) i PST Europe Sales GmbH (sprzedaż detaliczna), GK PGNiG rozwija swoją działalność w Niemczech, Holandii i Austrii. Ponadto, segment prowadzi działalność handlową na rynkach energii elektrycznej, świadectw pochodzenia energii oraz uprawnień do emisji CO₂, a także ropy naftowej (od 2018 r. przez PST). Segment wykorzystuje siedem podziemnych magazynów gazu oraz świadczy usługę biletową w zakresie magazynowania gazu na rzecz klientów zewnętrznych.

5.2.1. Segment w liczbach

Wybrane dane finansowe segmentu	I pół. 2019 r.	I pół. 2018 r.	2018	2017 ³⁾	2016 ²⁾	2015 ¹⁾
Przychody ze sprzedaży ogółem	17 877	15 770	31 704	26 540	28 180	31 742
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG, w tym:	17 688	15 528	31 038	26 045	27 733	31 274
- gazu wysokometanowego i zaazotowanego	16 385	14 337	29 094	23 869	25 615	29 413
Przychody ze sprzedaży między segmentami	189	242	666	495	454	468
EBITDA	(233)	(29)	(848)	(435)	614	623

1) dane nieprzekształcone, raportowane

2) dane przekształcone według nowej segmentacji działalności GK PGNiG

3) dane z uwzględnieniem potencjalnego wpływu MSSF 15.

Sprzedaż gazu ziemnego w segmencie OiM, poza GK PGNiG (w tym eksport gazu z Polski) mln m ³	I pół. 2019 r.	I pół. 2018 r.	2018	2017	2016	2015
Gaz wysokometanowy (E)	15 134	14 534	27 440	25 261	22 818	21 596
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	401	383	721	701	671	611
RAZEM (przeliczony na E)	15 535	14 917	28 161	25 962	23 489	22 207
w tym:						
PGNiG	8 689	8 825	16 364	16 159	13 734	12 415
PGNiG OD	4 395	4 378	7 868	7 617	7 245	7 753
PST	2 451	1 714	3 929	2 186	2 510	2 039

Struktura odbiorców gazu ziemnego spółek GK PGNiG w segmencie OiM mln m ³	I pół. 2019 r.	I pół. 2018 r.	2018	2017
Odbiorcy domowi	2 428	2 349	4 107	4 065
Pozostali odbiorcy przemysłowi	1 162	1 570	1 859	1 764
Handel, usługi, hurt	2 631	1 888	2 325	1 981
Zakłady azotowe	1 169	1 253	1 836	900
Elektrownie i ciepłownie	1 096	954	2 111	2 795
Rafinerie i petrochemia	875	1 133	2 741	3 028
Gielda	5 868	5 549	8 802	8 515
Eksport z Polski	306	221	451	728
RAZEM sprzedaż w segmencie OiM poza GK PGNiG	15 535	14 917	24 232	23 776

5.2.2. Strategia w segmencie

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

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

- aktywne zainteresowanie i udział w inicjatywach infrastrukturalnych w celu dywersyfikacji portfela dostaw w obliczu kończącego się w 2022 r. kontraktu na dostawy gazu z kierunku wschodniego;
- zwiększenie wykorzystania mocy terminala LNG w Świnoujściu oraz rozwijanie handlu gazem LNG na rynkach światowych poprzez biuro handlowe w Londynie;

- istotne zwiększenie łącznego wolumenu sprzedaży gazu za granicą (w szczególności na rynkach ościennych) oraz maksymalizowanie wolumenu sprzedaży do strategicznych odbiorców końcowych w Polsce.

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

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

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

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

5.2.3. Działalność handlowa segmentu w Polsce

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

Sprzedaż gazu ziemnego w segmencie OiM w Polsce poza GK PGNiG (w tym eksport gazu z Polski) mln m ³	I pół. 2019 r.	I pół. 2018 r.	2018	2017	2016	2015
Gaz wysokometanowy (E)	12 711	12 820	23 511	23 075	20 435	19 557
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	401	383	721	701	671	611
RAZEM (przeliczony na E)	13 112	13 203	24 232	23 776	21 106	20 168
w tym:						
PGNiG	8 689	8 825	16 364	16 159	13 734	12 415
PGNiG OD	4 395	4 378	7 868	7 617	7 245	7 481
PST	28	-	-	-	127	272

Rynek Hurtowy – PGNiG SA, PST

Import gazu

W I półroczu 2019 r. odnotowano wzrost importu paliwa gazowego do Polski, który wyniósł łącznie 92,59 TWh (wzrost o około 6,7 TWh, 8% r/r), przy czym dostawy z kierunku wschodniego spadły o 40%. Dostawy z Unii Europejskiej wzrosły o ponad 200% w porównaniu do I półroczu 2018 r. Największy udział importowanego surowca (około 47% w łącznym przepływie paliwa) dostarczono z kierunku wschodniego. Największe dostawy gazu ziemnego zostały zrealizowane przez punkt Mallnow.

Przepływy gazu na granicach Polski w TWh

Punkt wejścia/wyjścia (w TWh)	I pół. 2019 r.	II pół. 2018 r.	I pół. 2018 r.	Δ r/r (I pół. 2019 vs I pół. 2018)
Dostawy z UE	30,71	24,66	10,21	201%
w tym Lasów, Gubin (GCP)	2,98	2,29	2,07	44%
w tym Cieszyń	2,84	1,80	2,11	34%
w tym Mallnow	24,90	20,57	6,03	313%
Dostawy ze Wschodu	43,65	37,63	61,31	-29%
w tym Drozdowice	19,81	17,92	24,68	-20%
w tym Tieterowka	0,48	0,37	0,50	-3%
w tym Kondratki	9,33	5,81	16,25	-43%
w tym Wysokoje	14,03	13,54	19,88	-29%
Regazyfikacja LNG	18,23	14,87	14,38	27%
Eksport na Ukrainę (głównie Hermanowice)	7,46	3,55	3,72	100%
Łączny przepływ	100,05	80,71	89,62	12%

Źródło: ENTISOG.

W I półroczu 2019 r. PGNiG kupowało gaz ziemny głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów długoterminowych:

- kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 r. z OOO Gazprom 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) oraz umowy dodatkowej do umowy długoterminowej z marca 2017 r. (obowiązuje od początku 2018 r. do czerwca 2034 r.).

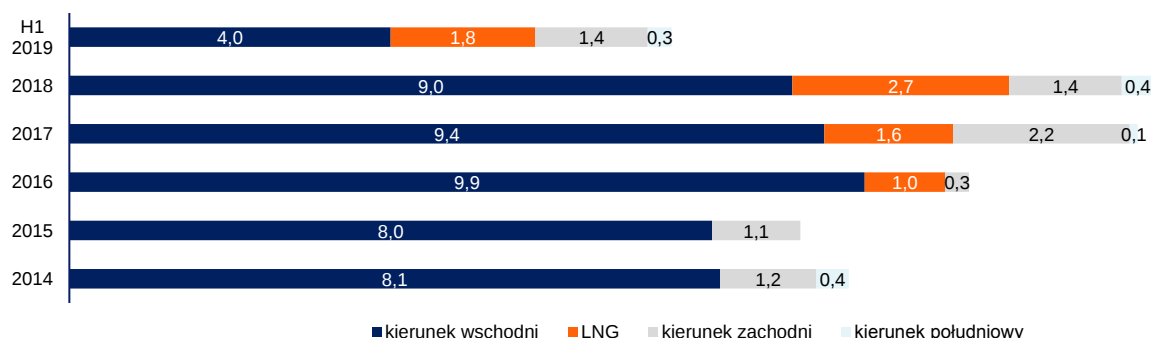
Dostawy realizowane były również w ramach średnio- i krótkoterminowych umów na dostawy sieciowe oraz LNG (m.in. 5-letni kontrakt, który wszedł w życie w 2018 r., na dostawę 9 ładunków gazu skroplonego z Centrica LNG Company Limited).

Dostawy i zakup gazu LNG

W I półroczu 2019 r. kontynuowano dostawy gazu w postaci skroplonej, sprowadzanego drogą morską do Terminala LNG. Skutkowało to wzrostem wolumenu gazu zregazyfikowanego w gazoporcie o 27% w porównaniu do I półrocza 2018 r. PGNiG odebrało w sumie 9 ładunków LNG w ramach kontraktów długoterminowych z Qatargas w I półroczu 2019 r. Wolumen importu LNG z Kataru wyniósł 0,83 mln ton, czyli około 12,6 TWh gazu ziemnego po regazyfikacji. W I półroczu 2019 r. PGNiG zakupiło dodatkowo i sprowadziło do Świnoujścia 6 dostaw spot, a także jedną dostawę na bazie kontaktu średnioterminowego GK PGNiG z Centrica o łącznym wolumenie 0,45 mln ton, tj. około 6,8 TWh gazu ziemnego po regazyfikacji.

W omawianym okresie PGNiG podjęło dalsze istotne kroki w celu dywersyfikacji kierunków pozyskiwania gazu oraz budowy portfela *tradingowego* LNG. W dniu 12 czerwca 2019 r. zawarto aneks do umowy długoterminowej z dnia 28 września 2018 r. na dostawy LNG z Venture Global Plaquemines LNG, LLC. Przedmiotem aneksu jest zwiększenie wolumenu dostaw LNG na rzecz PGNiG pochodzącego z planowanego terminala skraplania gazu ziemnego Plaquemines LNG w Plaquemines Parish w USA z 1 mln ton do 2,5 mln ton rocznie, co odpowiada łącznemu wolumenowi blisko 3,4 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji. W wyniku zawarcia aneksu, łączny wolumen dostaw LNG realizowanych przez Venture Global Plaquemines LNG, LLC oraz Venture Global Calcasieu Pass, LLC w latach 2023-2043 na rzecz PGNiG może wynieść 3,5 mln ton LNG rocznie, tj. ponad 4,7 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji na rok. Dostawy realizowane będą w formule *free-on-board*, oznaczającej odbiór towaru przez kupującego w porcie załadunku. Taka formuła zakupowa daje PGNiG nabywcy elastyczność i możliwości handlu ładunkami LNG w skali globalnej.

Dostawy gazu ziemnego do Polski z zagranicy w latach 2014-2018 i I połowie 2019 r. w mld m³



Źródło: Opracowanie własne.

W I połowie 2019 r. import wyniósł 7,4 mld m³, co oznacza wzrost o 0,1 mln m³ w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego. Zmianie uległa struktura pozyskania – zmniejszyły się dostawy z kierunku wschodniego o 1,6 mld m³, co zostało zrekompensowane zwiększonym o 1,2 mld m³ importem z kierunku zachodniego oraz wzrostem dostaw LNG o 0,5 mld m³.

Renegocjacja warunków cenowych w ramach Kontraktu z OOO Gazprom Eksport

W I półroczu 2019 r. PGNiG kontynuowało rozpoczęte formalnie 1 listopada 2014 r. działania na rzecz zmiany warunków cenowych dostaw w ramach Kontraktu jamalskiego. Wobec braku uzyskania porozumienia z dostawcą w przewidzianym kontraktem okresie, w dniu 13 maja 2015 r. PGNiG rozpoczęło przewidzianą w kontrakcie procedurę rozstrzygania sporów poprzez postępowanie arbitrażowe. Przedmiotem sporu jest dostosowanie warunków cenowych długoterminowego Kontraktu do sytuacji na europejskim rynku gazu ziemnego. W dniu 29 czerwca 2018 r. Trybunał Arbitrażowy wydał wyrok częściowy, w którym:

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

Zgodnie z zapisami Kontraktu jamalskiego, nowa cena kontraktowa ustalona przez Trybunał Arbitrażowy ad hoc powinna obowiązywać z mocą wsteczną od dnia 1 listopada 2014 r., tj. od daty złożenia przez PGNiG wniosku o renegocjację ceny kontraktowej. W dniu 1 października 2018 r. Gazprom złożył w Sądzie Apelacyjnym w Sztokholmie skargę o uchylenie orzeczenia częściowego Trybunału Arbitrażowego z dnia 29 czerwca 2018 r. W ocenie Spółki nie istnieją podstawy do żądania uchylenia wyroku częściowego Trybunału Arbitrażowego. W dniu 20 grudnia 2018 r. została przedstawiona stosowna odpowiedź PGNiG w tej sprawie.

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

Sprzedaż gazu

PGNiG kontynuuje stosowanie polityki cenowej opartej o ceny rynkowe. Umowy zawierane przez PGNiG uwzględniają indywidualne wyceny sporządzane przy zastosowaniu jednolitej, obiektywnej metody wyceny. Rozliczenia z odbiorcami oparte są o formuły cenowe lub ceny stałe wyznaczone na podstawie indeksów giełdowych.

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego w Polsce byli odbiorcy przemysłowi. W tej grupie do największych odbiorców gazu ziemnego w Polsce należą m. in.: Grupa Azoty wraz z jednostkami zależnymi, PKN Orlen S.A. wraz z jednostkami zależnymi, Grupa LOTOS, Polska Grupa Energetyczna, Arcelor Mittal Poland S.A. oraz KGHM Polska Miedź S.A.

W I półroczu 2019 r. PGNiG z powodzeniem kontynuowała strategię sprzedaży, w wyniku której utrzymała portfel dotychczasowych klientów. Potwierdzeniem skuteczności polityki sprzedażowej jest złożenie przez spółki z Grupy Azoty oświadczenia o przedłużeniu obowiązywania kontraktów na dostawy gazu ziemnego do 30 września 2022 r. Kontrakty, zawarte 21 czerwca 2017 r. pomiędzy PGNiG a pięcioma spółkami z Grupy Azoty, przewidywały możliwość przedłużenia okresu ich obowiązywania o 2 lata. Łączna wartość 4-letnich kontraktów, tj. obejmujących okres dostaw od 1 października 2018 r. do końca września 2022 r. szacowana jest na ponad 8 mld zł.

W I połowie 2019 r. PGNiG wprowadziło na rynek 27 tys. ton LNG, z czego poprzez Świnoujście – 16,8 tys. ton, natomiast sprzedaż z Odolanowa i Grodziska wyniosła 10,2 tys. ton. Dla porównania w całym 2018 r. PGNiG wprowadziło na rynek 52,7 tys. ton LNG, z czego poprzez Świnoujście – 31,5 tys. ton, natomiast sprzedaż z Odolanowa i Grodziska wyniosła 21,2 tys. ton.

Eksport – PGNiG

W I połowie 2019 r. PGNiG kontynuowało sprzedaż gazu ziemnego na rynek ukraiński. W I połowie 2019 r. spółka wyeksportowała na rynek ukraiński 306 mln m³ gazu ziemnego. Całkowity eksport PGNiG na rynek ukraiński od lipca 2016 r. wyniósł 1,86 mld m³. PGNiG współpracuje na terytorium Ukrainy z ERU Trading, z którym w październiku 2018 r. podpisało umowę na dostawy gazu do operatora sieci przesyłowych i magazynów Ukrtransgaz. Ponadto we wrześniu 2018 r. PGNiG podpisało umowę z Ukrtransgaz na korzystanie z podziemnych magazynów gazu na Ukrainie. Spółka posiada również umowę z Ukrtransgaz na przesył gazu na terytorium Ukrainy, która umożliwia PGNiG korzystanie z ukraińskich sieci przesyłowych.

Konkurencja

Na rynku polskim PGNiG konkuruje z szeregiem przedsiębiorstw zajmujących się handlem gazem ziemnym w segmencie odbiorców przemysłowych. Od dłuższego czasu konkurencja intensyfikuje działania w zakresie pozyskania nowych klientów. Mając na uwadze wysoką aktywność firm konkurujących, PGNiG z sukcesem ofertował klientów, zabezpieczając swoją pozycję rynkową w zakresie sprzedaży gazu ziemnego. Sprzedaż gazu wysokometanowego sieciowego PGNiG na polskim rynku w I półroczu 2019 r. wyniosła 90,6 TWh. W porównaniu do analogicznego okresu w 2018 r., w którym sprzedaż PGNiG wyniosła 93,4 TWh odnotowano spadek na poziomie 3%.

Sprzedaż energii elektrycznej

PGNiG w zakresie działalności na rynku energii elektrycznej zajmuje się głównie obrotem hurtowym, a łączna sprzedaż energii elektrycznej do przedsiębiorstw obrotu i na giełdzie stanowiła w I połowie 2019 r. ponad 92% całości sprzedaży.

Sprzedaż energii elektrycznej PGNiG	GWh	%
Odbiorcy końcowi	0,0	0,0
Przedsiębiorstwa obrotu	297,2	7,6
Rynek bilansujący	200,9	5,1
Giełda	3 330,5	84,6
Wytwórcy	108,3	2,7
RAZEM	3 936,9	100,0

W I półroczu 2019 r. PGNiG prowadziło obrót hurtowy energią elektryczną i produktami powiązanymi na rynku polskim. Obrót realizowany był na TGE oraz na rynku pozagiełdowym w ramach transakcji OTC. Ponadto PGNiG realizowało usługi w ramach umowy bilansowania handlowego na rzecz PGNiG TERMIKA, a także spółek w GK PGNiG TERMIKA: PGNiG EP oraz PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona.

Działalność handlowa PST

PST założyło oddział w Polsce w celu nawiązania relacji z klientami w ramach segmentu przypisanego do PST. Celem jest wzmocnienie nawiązanych relacji z oddziałami międzynarodowych firm w celu przedstawienia oferty PST na dostawy energii w Polsce i całej Europie.

Według stanu na 30 czerwca 2019 r. polski oddział PST pomyślnie przyłączył oraz rozpoczął dostawę do czterech klientów (dwóch przyłączonych 1 marca 2019 r., dwóch kolejnych 1 czerwca 2019 r.).

Rynek Detaliczny – PGNiG OD

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

Zakup gazu

Największy udział w globalnym wolumenie zakupu gazu wysokometanowego przypada na transakcje przeprowadzane na TGE. W zakresie umów bilateralnych na zakup paliwa gazowego z dostawą na punkt fizyczny i wirtualny PGNiG korzysta z umów EFET zawartych z PGNiG. W portfelu zakupowym PGNiG poza gazem ziemnym wysokometanowym występuje również gaz zaazotowany oraz gaz ziemny w postaci skroplonej LNG.

Sprzedaż gazu

Zgodnie z posiadaną koncesją, PGNiG OD prowadzi działalność w zakresie sprzedaży paliwa gazowego i energii elektrycznej. W I połowie 2019 r. PGNiG OD kontynuowało strategię mającą na celu przyrost portfela paliwa gazowego oraz efektywniejsze zarządzanie marżą. Od 15 lutego 2019 r. weszła w życie nowa taryfa PGNiG OD w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 7, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 25 stycznia 2019 r. Podwyżka ceny za paliwo gazowe w nowej taryfie w stosunku do dotychczasowej taryfy PGNiG OD dla wszystkich grup taryfowych wynosi 2,5%.

W I połowie 2019 r. skuteczne okazało się wsparcie podstawowej oferty produktami dodatkowymi, jak np. PGNiG Fachowiec. Usługa ta została wdrożona w marcu 2019 r., a na koniec I półrocza 2019 r. skorzystało z tego produktu aż 46,8 tys. klientów.

Na koniec czerwca 2019 r. wolumen sprzedaży do wszystkich odbiorców końcowych wyniósł 47,0 TWh. Według danych URE w okresie styczeń-marzec 2019 r. w Polsce ok. 13 tys. odbiorców zmieniło dotychczasowego dostawcę paliwa gazowego. W całym 2018 r. według URE na zmianę dotychczasowego dostawcy paliwa gazowego zdecydowało się ok. 54 tys. odbiorców.

Sprzedaż i dostawy LNG oraz CNG

Dostawy LNG do odbiorców przemysłowych i innych prowadzone są na terenie całego kraju. Na koniec czerwca 2019 r. PGNiG OD obsługiwało 18 stacji wyspowych LNG. Spółka aktywizowała działania związane z ofertowaniem LNG – obszar ten dotyczy głównie odbiorców przemysłowych i energetyki zawodowej wykorzystujących LNG jako alternatywne paliwo do wytworzenia energii (głównie ciepłej, ale także elektrycznej). W I półroczu 2019 r. zakupiono na potrzeby tzw. klientów wyspowych 3 859 ton LNG, natomiast na potrzeby klientów b2b – 1 846 ton. W I półroczu 2019 r. zawarto 15 umów na dostawy LNG (łącznie realizowano 20 tego typu umów). PGNiG OD otworzyło się również na nowy segment odbiorców paliwa gazowego LNG jakim jest żegluga morska. W I półroczu 2019 r. rozpoczęto sprzedaż LNG wykorzystywanego jako paliwo żeglugowe. W obszarze bunkrowania LNG odbiorcami są armatorzy krajowi i zagraniczni, jak i firmy będące pośrednikami w dostawach paliw żeglugowych. Ponadto zawarto m.in. umowę sprzedaży LNG dla dwóch z trzech istniejących stacji paliw LNG dla transportu lądowego. Potencjał rynku szacowany zużyciem na każdej ze stacji wskazuje wysoką perspektywiczność tej gałęzi sprzedaży. Obecnie PGNiG OD prowadzi akwizycję w zakresie pozyskania odbiorców, dla których będzie uzasadniona budowa stacji paliw LNG.

Sprzedaż gazu CNG odbywa się na terenie całego kraju, przy czym gaz sprzedawany jest na stacjach paliw CNG w 17 punktach na terenie Polski. W pojedynczych przypadkach możliwa jest sprzedaż z urządzeń mobilnych poza wskazanymi stacjami. W obszarze CNG głównymi odbiorcami paliwa pozostają operatorzy komunikacji miejskiej. Rozwojowi tej części rynku sprzyja perspektywa zmian w Ustawie o elektromobilności i paliwach alternatywnych, która umożliwiłaby zaliczanie autobusów CNG jako obowiązkowego udziału czystych pojazdów w usługach przewozu pasażerów.

Sprzedaż energii elektrycznej

Usługi PGNiG OD w ramach sprzedaży energii elektrycznej świadczone są na podstawie umów kompleksowych dostarczania energii elektrycznej lub umów wyłącznie sprzedażowych. Według stanu na koniec czerwca 2019 r. PGNiG OD w ramach sprzedaży energii elektrycznej obsługiwała ok. 84% konsumentów oraz ok. 16% klientów nie będących konsumentami. Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do klienta końcowego przez PGNiG OD w I półroczu 2019 r. wyniósł 260 GWh.

Według danych URE w okresie styczeń-czerwiec 2019 r. w Polsce ok. 37,5 tys. odbiorców zmieniło dotychczasowego dostawcę energii elektrycznej, z czego ok. 30 tys. to odbiorcy rozliczani w grupach taryfowych G (gospodarstwa domowe). W całym 2018 r. według URE na zmianę dotychczasowego dostawcy energii elektrycznej zdecydowało się natomiast ok. 70,5 tys. odbiorców (ok. 58 tys. odbiorców w grupie taryfowej G).

Polityka handlowa

PGNiG OD w I półroczu 2019 r. prowadziło akcje promocyjne, w tym m.in.:

- „Stale niska cena IV edycja” i „Stale niska cena Plus” – w I półroczu 2019 r. PGNiG OD wprowadziła kolejne edycje programu rabatowego. W obu promocjach klient otrzymywał możliwość zakupu paliwa gazowego po cenie specjalnej obowiązującej w zależności od wariantów przez kolejnych 12 lub 24 miesiące.

- Dofinansowanie nawet do 3000 zł – II Edycja” – w I półroczu 2019 r. PGNiG OD kontynuowała dla klientów posiadających Kartę Dużej Rodziny możliwość przystąpienia do akcji do dnia 31 maja 2019 r. Akcja polegała na dofinansowaniu gospodarstw domowych, które planują zmienić system ogrzewania z paliwa stałego na gazowe.

Klienci PGNiG OD mają do dyspozycji sieć 136 biur obsługi klienta (BOK) zlokalizowanych w całej Polsce (w tym 7 to tzw. BOK-Premium zlokalizowane w galeriach handlowych), self service w ramach eBOK oraz mBOK i obsługę telefoniczną. W kanałach biznesowych klienci obsługiwani są przez dedykowanych doradców. W I półroczu 2019 r. zakończono wdrożenie jednego eBOK, co oznacza zapewnienie jednego, wspólnego standardu obsługi dla klientów oraz daje możliwość dalszego rozwoju – zarówno obsługi, jak i sprzedaży w kanałach zdalnych. W tym zakresie uruchomiono już funkcjonalność zawierania umowy przez eBOK, jak również usługę zdalnego potwierdzania tożsamości. Z tej ostatniej mogą korzystać klienci PGNiG OD, PKO Banku Polskiego, ING oraz Inteligo.

Konkurencja

Według szacunków PGNiG OD, w I półroczu 2019 r. na rynku działało ponad 30 firm aktywnie konkurujących o klientów indywidualnych i biznesowych w zakresie sprzedaży paliwa gazowego. W segmencie klientów indywidualnych wśród najbardziej aktywnych przedsiębiorstw konkurencyjnych można wyróżnić 3 przedsiębiorstwa. W zakresie klientów biznesowych w I półroczu 2019 r. zidentyfikowano 10 najbardziej aktywnych przedsiębiorstw konkurencyjnych. Na rynku LNG wśród najbardziej aktywnych konkurentów działa 5 przedsiębiorstw. Na koniec I kwartału 2019 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadało 199 podmiotów wobec 197 na koniec 2018 r. Natomiast 100 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym.

5.2.4. Działalność handlowa segmentu za granicą – PST

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

Sprzedaż zagraniczna gazu ziemnego w segmencie OiM, poza GK PGNiG (z wyłączeniem eksportu gazu z Polski) mln m ³	I pół. 2019 r.	I pół. 2018 r.	2018	2017	2016	2015
Gaz wysokometanowy (E)	2 423	1 714	3 929	2 186	2 384	2 039
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	-	-	-	-	-	-
RAZEM (przeliczony na E), w tym:	2 423	1 714	3 929	2 186	2 384	2 039
PST ¹	2 423	1 714	3 929	2 186	2 384	2 039

¹ Sprzedaż gazu ziemnego przez PST w segmencie OiM poza GK PGNiG, z wyłączeniem eksportu gazu z Polski oraz sprzedaży w Polsce.

Struktura odbiorców zagranicznych

Struktura odbiorców gazu ziemnego PST za granicą mln m ³	I pół. 2019 r.	I pół. 2018 r.	2018	2017
Odbiorcy domowi	20	23	38	48
Pozostali odbiorcy przemysłowi	10	15	32	35
Handel, usługi, hurt	1 290	1 009	2 388	1 303
Giełda	1 103	668	1 471	800
RAZEM sprzedaż poza GK PGNiG¹	2 423	1 714	3 929	2 186

¹ Sprzedaż gazu ziemnego przez PST w segmencie OiM poza GK PGNiG, z wyłączeniem eksportu gazu z Polski oraz sprzedaży w Polsce.

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

Spółka PST aktywnie uczestniczyła w obrocie na rynkach zorganizowanych (giełdach) i pozagiełdowych (OTC) z około 100 kontrahentami w oparciu o umowy EFET lub podobne standardowe umowy. PST działa w Niemczech i krajach sąsiednich: Austrii, Czechach, Holandii oraz na brytyjskim rynku gazu (NBP). Ponadto spółka PST osiągnęła gotowość operacyjną we Francji i w Polsce.

W I półroczu 2019 r. PST kontynuowała rozpoczętą w II połowie 2018 r. działalność handlową w zakresie dwóch nowych towarów: spółka zaczęła handlować transakcjami terminowymi na ropę (Brent) na giełdzie ICE Futures Europe oraz – w celu zabezpieczania dostaw LNG związane z centrum handlu gazem Henry Hub w Erath, Luizjana USA, spółka PST została zarejestrowana na nowej giełdzie - ICE Futures U.S.

W I półroczu 2019 r. w ramach transakcji giełdowych i OTC spółka PST sprzedała 44,8 TWh gazu dostarczanego gazociągami, 6,8 TWh LNG, 2,8 TWh energii elektrycznej oraz 0,6 TWh ropy naftowej. Największym rynkiem jest Polska, gdzie sprzedaje się 46% wolumenu (głównie to sprzedaż w ramach Grupy do PGNiG), natomiast udział rynków holenderskiego i niemieckiego w sprzedaży wyniósł odpowiednio 28% i 25%.

Działalność handlowa PST na światowym rynku LNG

PST realizuje działalność handlową za pośrednictwem biura handlowego w Wielkiej Brytanii. Gwałtowny wzrost kosztów transportu w 2018 r. sprawił, że Europa stała się atrakcyjna dla dostaw amerykańskiego LNG. W I połowie 2019 r. aż 7 ładunków zostało dostarczonych do terminala LNG, a 5 z nich zostało bezpośrednio zakontraktowanych przez PST.

Sprzedaż detaliczna

PST prowadzi swoją działalność w zakresie sprzedaży detalicznej (gazu i energii elektrycznej) za pośrednictwem spółki córki PST ES. Docelowymi odbiorcami są małe i średnie przedsiębiorstwa oraz gospodarstwa domowe, których zużycie oparte jest na standardowych profilach odbioru (w Niemczech i Austrii). Spółka XOOOL GmbH natomiast jest w całości własnością PST ES i posiada portfel gazu ziemnego dla gospodarstw domowych.

Liczba odbiorców ustabilizowała się na poziomie 41 907 klientów na dzień 30 czerwca 2019 r. (w porównaniu do 43 902 odbiorców na dzień 31 grudnia 2018 r.), a gwałtowny wzrost cen surowców spowolnił proces pozyskiwania nowych klientów. Mimo to, w I półroczu 2019 r. PST podpisało łącznie prawie 12 tys. nowych umów, z czego 46% zostało potwierdzonych na dostawy, które miały się rozpocząć w 2019 r. i w latach następnych.

W ramach strategii PST analizuje możliwości zwiększenia aktywności GK PGNiG w zakresie handlu gazem na rynkach Europy Zachodniej, a także w Europie Środkowo-Wschodniej, w szczególności w państwach sąsiadujących z Polską.

Struktura odbiorców PST (łącznie gaz i energia elektryczna)

Liczba odbiorców wg krajów	30 czerwca 2019 r.	31 grudnia 2018 r.	31 grudnia 2017 r.	31 grudnia 2016 r.
Niemcy	41 562	43 673	44 168	31 432
Austria	345	229	303	580
RAZEM	41 907	43 902	44 471	32 012

Liczba odbiorców wg rodzaju klientów	30 czerwca 2019 r.	31 grudnia 2018 r.	31 grudnia 2017 r.	31 grudnia 2016 r.
Gospodarstwa domowe	38 930	40 950	41 698	28 572
B2B	22	9	13	10
MŚP	2 955	2 943	2 760	3 430
RAZEM	41 907	43 902	44 471	32 012

5.2.5. Magazynowanie – GSP, PGNiG SA

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

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

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

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

W zakresie KPMG Kosakowo w I półroczu 2019 r. kontynuowano inwestycję pn. „PMG Kosakowo – Budowa 5 komór, klaster B”. W styczniu 2019 r. przekazano PGNiG i przyjęto do eksploatacji przez GSP komory magazynowe K-6, K- 8 i K-9. W wyniku przeprowadzonych analiz wydłużono proces ługowania komór, w konsekwencji uzyskując zwiększone ich objętości geometryczne, pozwalające na powiększenie ilości magazynowanego gazu o ok. 20% w stosunku do pierwotnie planowanej objętości. W I półroczu kontynuowano proces budowy komór K-7, K-10.

Więcej informacji na temat magazynowania gazu w Polsce – pkt 3.2.1

Udostępnione pojemności magazynowe

Na dzień 30 czerwca 2019 r. GK PGNiG posiadała łącznie 3 074,8 mln m³ pojemności czynnych podziemnych magazynów gazu wysokometanowego grupy E. W ramach tych zdolności magazynowych GSP udostępniła na rynek na zasadach *third party access* (TPA) oraz na potrzeby operatora systemu przesyłowego gazowego łącznie 3 039,6 mln m³ pojemności czynnych w ramach usług długoterminowych. Z kolei w GIM Kawerna udostępniono 29,99 mln m³ pojemności czynnej w ramach usług krótkoterminowych na warunkach przerywanych. Ponadto, GSP przeznaczyła 5,22 mln m³ pojemności czynnej na potrzeby zużycia własnego instalacji technologicznej KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

Pojemności czynne i udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych

	Pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³)		Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³)		Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (GWh)*	
	30 czerwca 2019 r.	31 grudnia 2018 r.	30 czerwca 2019 r.	31 grudnia 2018 r.	30 czerwca 2019 r.	31 grudnia 2018 r.
GIM Kawerna	825	735	820	730	8 992	8 011
IM Wierzbrowice	1 200	1 200	1 200	1 200	13 166	13 166
GIM Sanok	1 050	1 050	1 050	1 050	11 521	11 520
Razem	3 075	2 985	3 070	2 980	33 679	32 697

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

Usługa biletowa

Usługa biletowa świadczona przez PGNiG umożliwia podmiotom importującym gaz ziemny do Polski lub dokonującym obrotu z zagranicą wywiązać się z ustawowego obowiązku utrzymywania zapasu obowiązkowego. Spółka realizuje umowy na świadczenie usługi biletowej zawarte na rok gazowy 2018/2019, zawarte z 13 przedsiębiorstwami energetycznymi zobowiązanymi do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Łączny wolumen zapasów gazu utrzymywanych przez PGNiG dla innych podmiotów to ponad 385 000 MWh gazu ziemnego. W 2019 r. PGNiG kontynuuje oferowanie usługi biletowej na kolejne okresy.

PGNiG w ramach usługi biletowej utrzymuje zapasy gazu w magazynach firmy GSP zlokalizowanych w Polsce, w których PGNiG uprzednio zakontraktowało pojemności magazynowe oraz załoczyło gaz.

Magazynowanie na Ukrainie

W marcu 2019 r. PGNiG podpisało z Ukrtransgaz umowę serwisową na składanie deklaracji gazu ziemnego przetransportowanego przez granicę celną Ukrainy, która obowiązuje do końca 2019 r. Zawarcie umowy serwisowej jest warunkiem przechowywania gazu ziemnego w podziemnych magazynach gazu na Ukrainie w systemie składu celnego w ciągu 1095 dni bez opłacania podatków i opłat celnych.

Na dzień 30 czerwca 2019 r. stan zapasów gazu należącego do PGNiG i gromadzonego w podziemnych magazynach gazu na terytorium Ukrainy wynosił ponad 300 mln m³ gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

5.2.6. Perspektywy segmentu

Strategia importowa

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

W perspektywie długoterminowej, mając na uwadze zbliżający się termin wygaśnięcia Kontraktu jamalskiego w 2022 r. oraz perspektywy zwiększenia mocy importowych gazu, przed PGNiG otwierają się nowe możliwości budowy portfela dostaw. Dla realnej dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego kluczowe jest m.in. dalsze wykorzystanie gazoportu w Świnoujściu oraz budowa Korytarza Norweskiego. W II półroczu 2019 r. kontynuowane zatem będą działania zmierzające do realizacji projektu Baltic Pipe, jak również działania handlowe zmierzające do zawarcia korzystnych umów z producentami i dostawcami gazu z kierunku północnego.

W II półroczu 2019 r. GK PGNiG będzie odbierała kolejne dostawy LNG zaplanowane w ramach programu dostaw. W lipcu 2019 r. zrealizowany został pierwszy odbiór w ramach długoterminowego kontraktu na dostawy gazu ziemnego z Cheniere Marketing International, LLP w ramach. W II połowie 2019 r. roku i następnych kwartałach będą finalizowane kolejne dostawy do Terminala LNG. W latach 2019-2022 łączny wolumen dostaw w ramach kontraktu z Cheniere Marketing International, LLP wyniesie ok. 0,52 mln ton LNG, czyli ok. 0,7 mld m³ gazu po regazyfikacji.

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

Obrót detaliczny w Polsce

Planowana jest kontynuacja rozwoju oferty produktowej, wzrost efektywności operacyjnej oraz rozwijanie i usprawnianie procesów i narzędzi w obszarze sprzedaży i obsługi klientów.

Główne cele rozwojowe PGNiG OD obejmują:

1. Sprzedaż gazu:
 - Racjonalna obrona rynku (maksymalizacja marży na ustabilizowanym portfelu wolumenowym), przy zarządzaniu ryzykiem utraty Klientów wysokomarżowych.
 - Rozwój oferty i dostępności usług w obszarze CNG/LNG.

2. Oferta uzupełniająca dla energii i gazu

- Koncentracja na rozwiązaniach poszerzających ofertę dla różnych segmentów Klientów – usługi dodane (np. ubezpieczenia, usługi dla domu).
- Poszukiwanie opcji rozwoju oferty we współpracy z partnerami zewnętrznymi (oferującymi rozwiązania komplementarne względem działalności podstawowej PGNiG OD).
- Rozwój oferty produktów / usług w obszarze efektywności energetycznej.

Kluczowe działania rozwojowe spółki będą się koncentrowały wokół dalszej optymalizacji procesów i narzędzi nakierowanych na obniżenie kosztów operacyjnych i zapewnienie wysokiej satysfakcji klientów.

Z punktu widzenia rozwoju portfolio produktowego w 2019 r. szczególną rolę odgrywają i będą ogrywały wdrożenia produktów mających istotny potencjał z punktu marży PGNiG OD. Taką funkcję powinno pełnić wdrożenie do sprzedaży m.in. ubezpieczeń/pakietów assistance dla klientów detalicznych. Analizowane są także inne usługi w ramach współpracy partnerskiej z podmiotami zewnętrznymi.

Działalność zagraniczna

PST planuje dalszy rozwój działalności opartej na sprzedaży gazu i energii elektrycznej do klientów końcowych oraz w handlu hurtowym.

Po stronie handlu hurtowego, poza działalnością na rynku pozagiełdowym OTC i giełdach, spółka rozszerzy działalność o usługi dla przedsiębiorstw komunalnych oraz spółek sprzedających gaz i energię elektryczną do odbiorców końcowych, oferując standardowe i strukturyzowane produkty handlowe oraz usługi związane z działalnością handlową (np. usługi bilansujące). W obszarze zainteresowania (w celu dalszego zabezpieczenia cen) pozostaje rynek holenderski jako najbardziej płynny rynek gazu w Europie kontynentalnej.

PST osiągnęła gotowość operacyjną we Francji po sfinalizowaniu wszystkich wymaganych dokumentów. Jest to interesujący kierunek rozwoju, głównie ze względu na potencjalny odbiór dostaw LNG i handel transgraniczny.

Ponadto spółka jest zarejestrowanym dostawcą w Danii, na Słowacji i od 2018 r. na Węgrzech. Obecność na wskazanych rynkach będzie wykorzystywana w przypadku pojawienia się nowych możliwości biznesowych (np. na dostawy gazu przez obszar Słowacji na Ukrainę).

Dzięki działalności na rynku LNG, PST planuje wykorzystać doświadczenia na tym rynku w rozwoju nowych usług dla nowych klientów GK PGNiG. m.in. poprzez dostęp do rynku dla przedsiębiorstw z branży naftowej. Spółka PST planuje dalej wykorzystywać Terminal LNG jako pewne źródło dostawy LNG oraz w rozwoju rozwiązań tzw. *small scale* LNG (zastosowanie LNG jako paliwa dla samochodów ciężarowych np. na rynku niemieckim).

W ramach współpracy z PGNiG, oddział PST będzie także kontynuować dostawy gazu dla klientów przemysłowych w Polsce. Możliwy jest dalszy proces przejmowania wybranych klientów od PGNiG.

Segment detaliczno-sprzedażowy PST jest obecnie w trakcie procesu restrukturyzacji, w którym głównym celem jest zatrzymanie klientów i obniżanie wskaźnika odpływu klientów. Firma koncentruje się na poprawie marży jednostkowej, aby odzyskać rentowność biznesową, a także zapewnić stabilny, lojalny i rentowny portfel klientów. Po stronie sprzedaży detalicznej, PST zamierza:

- rozszerzyć portfel odbiorców końcowych gazu i energii elektrycznej,
- zwiększyć lojalności klientów poprzez środki mające na celu zatrzymanie klientów i środki prewencyjne oraz skoncentrować się na kanałach Pull,
- poprawić jakość klientów w portfelu, sprawność operacyjną i rentowność portfela.

W nadchodzących latach PST zamierza kontynuować stabilną akwizycję klientów poprzez tradycyjne kanały sprzedaży, którymi są telesprzedaż i sprzedaż *door to door*. Stabilna akwizycja będzie oparta na współpracy z obecnymi partnerami handlowymi. PST ES rozwija również wyłączone kanały sprzedaży w celu dalszej poprawy jakości i zrównoważonego rozwoju portfela.

Magazynowanie

W II półroczu 2019 r. GSP będzie kontynuować budowę 5 komór Klastra B w KPMG Kosakowo. W latach 2019-2021 prowadzone będą z kolei prace związane z ługowaniem oraz przygotowaniem do zbrojenia i pierwszego napełniania gazem komór K-7 i K-10. Zgodnie z umową, zakończenie wszystkich prac związanych z budową 5 komór klastra B planowane jest na 2021 r.

W II półroczu 2019 r. dla GSP ważnym przedsięwzięciem dla potrzeb utrzymania ruchu PMG będzie wdrożenie systemu *Computerised Maintenance Management System* (CMMS). Dzięki temu ma nastąpić zwiększenie efektywności pracy służb poprzez dostarczenie im narzędzia, które ma w sposób kompleksowy wspierać proces utrzymania ruchu – od fazy planowania, przez realizację, aż po rozliczanie.

W zakresie działalności regulowanej kluczowa będzie realizacja projektu związanego z rozszerzeniem możliwości ofertowania usług magazynowania o tryb aukcyjny, a także usprawnienie procesu zawierania umowy w oparciu o dotychczasowy sposób tj. regulamin świadczenia usług magazynowania.

5.3. Segment Dystrybucja

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

5.3.1. Segment w liczbach

Wybrane dane finansowe segmentu	I pół. 2019 r.	I pół. 2018 r.	2018	2017 ¹⁾	2016	2015
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym:	2 472	2 687	4 927	4 937	4 915	4 585
- usługi dystrybucji poza GK PGNiG	2 248	2 371	4 604	4 753	729	363
- usługi dystrybucji do GK PGNiG	14	9	323	185	3 657	3 748
EBITDA	1 070	1 384	2 385	2 493	2 559	2 339

1) dane z uwzględnieniem potencjalnego wpływu MSSF 15.

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

	I pół. 2019 r.	I pół. 2018 r.	2018	2017	2016	2015
Razem wolumen dystrybucji gazów, w tym:	6 314	6 356	11 747	11 645	10 858	9 823
- gaz wysokometanowy	5 495	5 420	9 918	9 797	9 301	8 646
- gaz zaazotowany	567	504	971	989	836	643
w tym poza GK PGNiG	1 372	1 644	3 101	3 110	3 081	1 793

Według danych na 30 czerwca 2019 r. PSG świadczy usługę dystrybucji paliwa gazowego na terenie 1 518 gmin, co odpowiada powierzchni 183 655 km². W odniesieniu do łącznej liczby gmin w Polsce (2 477 gmin), stopień gazyfikacji w odniesieniu do sieci dystrybucyjnej PSG kształtuje się na poziomie 61,28%.

5.3.2. Strategia w segmencie

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

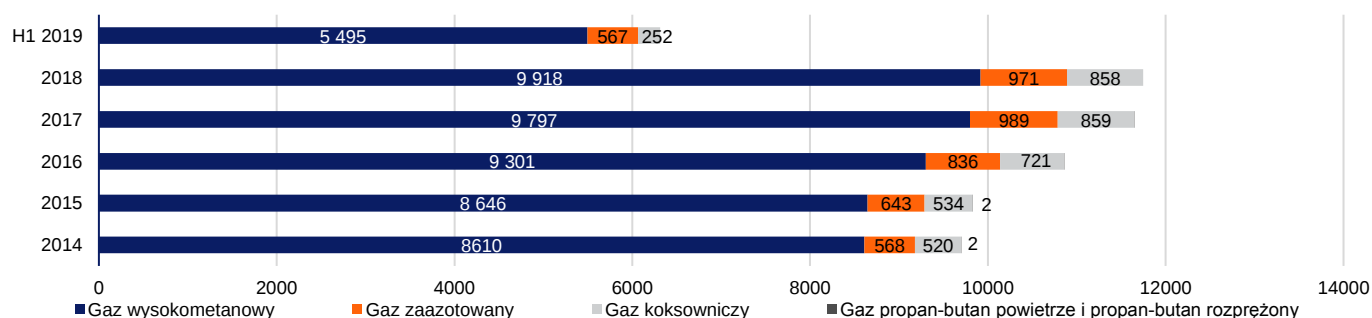
Zwiększenie wolumenu dystrybucji gazu ziemnego będzie realizowane poprzez podłączanie nowych odbiorców do istniejącej sieci dystrybucyjnej, rozbudowywanie sieci dystrybucyjnej na terenach niezgazyfikowanych oraz dostarczenie gazu odbiorcom pozostającym bez dostępu do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej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

5.3.3. Działalność segmentu

Od 15 lutego 2019 r. weszła w życie nowa taryfa PSG dla usług dystrybucyjnych. Stawki taryfowe uległy obniżeniu średnio o 5% w stosunku do taryfy obowiązującej poprzednio i będzie obowiązywać do 31 grudnia 2019 r. PSG dąży do uzgodnienia z Prezesem URE wieloletniego porozumienia regulacyjnego, w którym zostaną ustalone zasady kształtowania podstawowych parametrów do kalkulacji taryfy na kolejne 3-5 lat (tj. bazy kosztowej, sposobu jej indeksacji w okresie regulacji, wolumenu dystrybucji oraz kalkulacji zwrotu z kapitału). Tego typu porozumienie regulacyjne stosowane jest w regulacji taryf operatorów dystrybucyjnych w sektorze elektroenergetycznym. Z punktu widzenia PSG istotne jest, aby parametry tego porozumienia zapewniły stabilne, korzystne warunki do inwestowania w zakresie rozwoju systemu dystrybucyjnego.

Porównując wyniki dystrybucji za I półrocze 2019 r., w stosunku do I półrocza roku poprzedniego, odnotowano nieznaczny spadek wolumenu dystrybuowanego paliwa gazowego.

✓ Wolumen gazu przesyłanego systemem dystrybucyjnym w latach 2014-2018 i I półrocze 2019 r. w mln m³ (w jedn. nat.)



Przyczyną mniejszego o 41 mln m³ w I półroczu 2019 r. wolumenu dostarczonego gazu były głównie czynniki atmosferyczne, w szczególności wyższa o ok. 3°C temperatura w I kwartale 2019 r. w porównaniu do analogicznego okresu w 2018 r.

Na dzień 30 czerwca 2019 r. długość sieci własnych z przyłączami wyniosła 189 tys. km, a liczba odbiorców ponad 7 mln.

W I półroczu 2019 r. w PSG kontynuowano realizację szeregu projektów strategicznych mających na celu wdrożenie rozwiązań technologiczno-organizacyjnych w obszarze obsługi klienta, odczytów oraz rozliczania usług dystrybucyjnych. Nowe rozwiązania poprawiają efektywność obsługi procesów, umożliwiają raportowanie i monitorowanie w sposób jednolity w skali całej spółki, ułatwiają wdrażanie zmian w procesach biznesowych oraz poprawiają przepływ informacji. Przykłady projektów we wskazanym zakresie obejmują:

- wdrożenie portalu obsługi klienta (e-bok),
- wdrożenie systemu klasy *Customer Integrated System* (CIS),
- wdrożenie systemu obsługi klienta – Stos Gdański,
- stworzenie ogólnopolskiego *contact center*,
- rozbudowę i integrację normy *Edifact*.

Dodatkowo realizowane są projekty związane z harmonizacją systemu SAP ERP w obszarze zakupowym, zaopatrzeniowym i inwestycyjnym, a także akwizycją majątku PGNiG w obszarze zakupu od PGNiG gazociągów pełniących funkcję dystrybucyjną. Realizacja projektu pozwoli na uporządkowanie systemu dystrybucyjnego PSG i korzystnie wpłynie na poziom bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorców przyłączonych do sieci.

PSG jako dystrybutor ekologicznego paliwa podejmuje szereg działań wspierających walkę ze smogiem i zanieczyszczeniem powietrza. W 2019 r. kontynuowano realizację inicjatyw proekologicznych, w tym:

- projektu „Aktywizacja nieczynnych przyłączy”, którego celem było zaktywizowanie klientów posiadających nieczynne przyłącze gazowe, zwłaszcza na terenach o dużym stopniu niskich emisji.
- projektu o charakterze edukacyjno-promocyjnym „Przyłącz się, liczy się każdy oddech”, który ma uświadamiać zagrożenia dla zdrowia związane z zanieczyszczeniem powietrza oraz promować paliwo gazowe jako ekologiczną alternatywę dla paliw stałych.

PSG w I półroczu 2019 r. przeznaczyła ok. 500 mln zł netto na rozbudowę sieci i przyłączanie nowych odbiorców oraz ponad 150 mln zł netto na odkupy majątku sieciowego. W I półroczu 2019 r. wybudowano 36,4 tys. sztuk nowych przyłączy gazowych. W celu zapewnienia poprawy i utrzymania stanu technicznego gazociągów oraz zagwarantowania bezpieczeństwa eksploatacji, PSG stale inwestuje w modernizację swojego majątku sieciowego. W I półroczu 2019 r. przeznaczono ponad 280 mln zł netto na przebudowę i modernizację sieci gazowej, z czego ok. 105 mln zł netto na wymianę i legalizację gazomierzy miechowych oraz elementów układów pomiarowych. Łącznie wykonanie planu inwestycyjnego w raportowanym okresie wyniosło ponad 1 mld zł.

W ramach planu inwestycyjnego, PSG realizuje także „Program przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski w latach 2018-2022”. W programie zaproponowano realizację szeregu inwestycji, w tym:

- budowę sieci wysokiego, jak i średniego ciśnienia, których realizacja w trakcie najbliższych czterech lat powinna skutkować uruchomieniem usługi dystrybucyjnej w około 300 nowych gminach w Polsce.
- przedstawienie propozycji konkretnych rozwiązań prawnych, łącznie z treścią proponowanych zapisów w wybranych aktach prawnych, których wprowadzenie znacząco wesprze niwelowanie ograniczeń w gazyfikacji Polski.

W wyniku realizacji programu, PSG do dnia 30 czerwca 2019 r. uruchomiła usługę dystrybucyjną w 36 gminach, natomiast do końca 2019 r. planowane jest uruchomienie świadczenia usług dystrybucyjnych w kolejnych 114 gminach. Z kolei w ramach innych działań będących częścią programu:

- dla 43 gmin zostały zlecone umowy na przygotowanie dokumentacji projektowej,
- dla 13 zlecono roboty budowlane bądź realizację inwestycji w formule „projektuj i buduj”,
- dla 83 gmin opracowano analizy i koncepcje rozbudowy sieci gazowniczej, wskazujące na rentowność inwestycji,
- dla pozostałych 11 gmin, PSG jest na etapie opracowania wariantowych analiz techniczno-ekonomicznych, wynikiem czego ma być wybór najbardziej optymalnej rozbudowy sieci gazowniczej.

Ponadto, w ramach zadań inwestycyjnych objętych „Programem przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski w latach 2018-2022” PSG realizuje 9 zadań dotyczących likwidacji ograniczeń przesyłowych. Łącznie planowane jest do wybudowania blisko 614 km sieci gazowej wysokiego ciśnienia oraz realizacja jednego zadania związanego z wybudowaniem gazociągu przyłączeniowego do systemu przesyłowego GAZ-SYSTEM w Zambrowie o długości ok. 2 km. Łączna całkowita wartość oszacowanych nakładów inwestycyjnych związana z realizacją wymienionych 9 zadań inwestycyjnych objętych programem wynosi blisko 1,3 mld zł netto.

PSG kontynuowała także działania w obszarze B+R+I, poszukując rozwiązań, które pozwolą sprostać coraz wyższym wymaganiom biznesowym i technologicznym. W tym zakresie realizowane były projekty m.in. z jednostkami naukowo-badawczymi, departamentami PGNiG odpowiedzialnymi za wdrażanie innowacji oraz podmiotami komercyjnymi.

5.3.4. Perspektywy segmentu

W 2019 r. PSG kontynuuje swoje działania w celu rozbudowy sieci, zwiększenia liczby odbiorców oraz zapewnienia utrzymania i poprawy stanu technicznego gazociągów, a także zagwarantowania bezpieczeństwa eksploatacji. Inwestycje w tym zakresie

uwzględniają rozbudowę sieci gazowej i przyłączanie odbiorców, przebudowę i modernizację sieci (w tym m.in. wymianę i legalizację gazomierzy miechowych oraz elementów układów pomiarowych oraz telemetryzację), a także odkupy majątku.

PSG będzie kontynuowała realizację zadań objętych „Programem przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski w latach 2018-2022” i kilkudziesięciu zadań objętych programem inwestycji strategicznych.

Ponadto PSG ma zamiar sukcesywnie finalizować pozostałe zadania związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej oraz przyłączeniem nowych odbiorców. Do istotnych zadań zaplanowanych do realizacji w ramach rozbudowy sieci należy zaliczyć gazyfikację gmin: Sośnicowice oraz Bierawa (projektowana do budowy sieć gazowa średniego ciśnienia wynosi ponad 70 km długości).

Planowane jest również dalsze rozwijanie kompetencji PSG w zakresie LNG oraz kontynuowanie gazyfikacji nowych obszarów z wykorzystaniem stacji regazyfikacji LNG. Stacje będą budowane i wykorzystywane zarówno, jako stacje zasilające docelową sieć wyspowa, jak i element pregazyfikacji. PSG planuje ponadto rozwijać możliwości dodatkowego zasilania sieci dystrybucyjnej z wykorzystaniem punktowych stacji regazyfikacji LNG.

W II półroczu 2019 r. PSG będzie realizować także umowy o dofinansowanie zawarte w latach 2017-2019 dla 9 projektów inwestycyjnych spółki w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-2020. Dodatkowo PSG zgłosiła do dofinansowania kolejne dwie. W dokumencie Ministerstwa Energii „Lista Projektów Strategicznych dla infrastruktury energetycznej w ramach POLiŚ 2014-2020” zostało uwzględnionych 41 projektów zgłoszonych przez PSG. Projekty, pomimo spełnienia warunków formalnych, nie zakwalifikowały się do dofinansowania z uwagi na niewystarczającą kwotę alokacji środków UE przeznaczonych na wsparcie segmentu dystrybucji gazu. W przypadku zwiększenia przez Ministerstwo Energii kwoty alokacji środków UE dla segmentu dystrybucji gazu, będzie możliwe ubieganie się o dofinansowanie dla kolejnych projektów.

PSG kontynuować będzie także projekty z obszaru: teleinformatyki, zarządzania projektami, procesami i informacją (m.in. związane z rozwojem systemu SAP), transportu gazu i infrastruktury (mające na celu podniesienie bezpieczeństwa prac i jakości sieci gazowej) oraz innowacji (m.in. budowa stacji tankowania gazu CNG i LCNG).

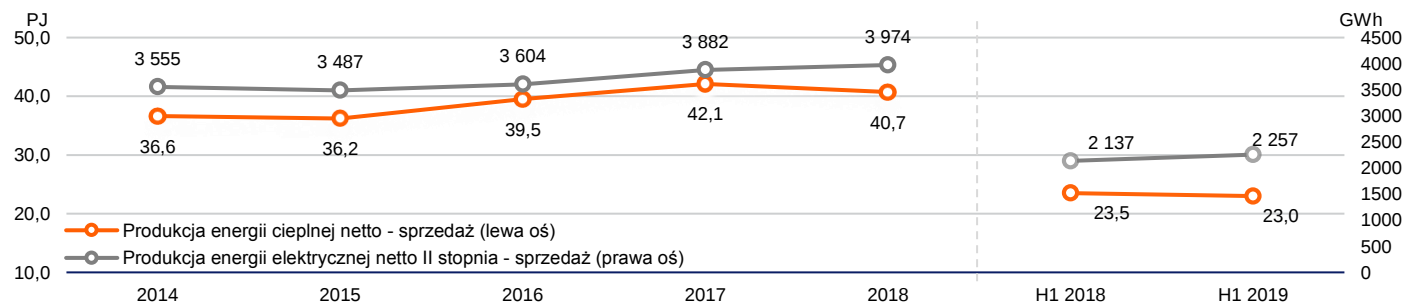
5.4. Segment Wytwarzanie

Podstawową działalnością segmentu jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, dystrybucja ciepła oraz realizacja dużych przedsięwzięć elektroenergetycznych wykorzystujących gaz ziemny jako paliwo. Centrum kompetencyjnym GK PGNiG w tym zakresie jest Grupa Kapitałowa PGNiG TERMIKA. Do Grupy Kapitałowej PGNiG TERMIKA (dalej: Grupa PGNiG TERMIKA) należą: PGNiG TERMIKA (wraz ze spółkami zależnymi), PGNiG TERMIKA EP (wraz ze spółkami zależnymi) oraz niepodlegająca konsolidacji finansowej PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona Sp. z o.o.

5.4.1. Segment w liczbach

Wybrane dane finansowe segmentu	I pół. 2019	I pół. 2018	2018	2017	2016	2015
Przychody ze sprzedaży ogółem	1 410	1 265	2 387	2 251	2 195	1 887
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG tym:	873	888	1 617	1 655	1 472	1 215
- ciepło	741	743	1 323	1 346	1 262	1 126
- energia elektryczna	19	16	31	50	36	8
Przychody ze sprzedaży między segmentami	537	377	770	596	723	672
EBITDA	462	466	788	843	759	679
EBITDA skorygowana o koszty rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO ₂	505	466	788	843	759	679

Wolumen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej z produkcji



W I półroczu 2019 r. w pozostałych kosztach operacyjnych netto ujęto koszt zawiązania rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ w wysokości 43 mln zł. W kolejnych kwartałach zawiązywana będzie rezerwa na brakujące uprawnienia w stosunku do emisji, natomiast w IV kwartale nastąpi odwrócenie rezerwy, a koszt umorzenia nabytych uprawnień do emisji zostanie odniesiony w koszty amortyzacji. Dla zapewnienia porównywalności danych finansowych, EBITDA skorygowana o koszty rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ w I półroczu 2019 r. wyniosła 505 mln zł i była wyższa o 39 mln zł (8,4%) r/r.

5.4.2. Strategia w segmencie

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

- realizacji strategicznych inwestycji modernizacyjnych i rozwojowych w istniejących zakładach wytwórczych w tym m.in. nowy blok gazowo-parowy (CCGT) w EC Żerań;
- zakończonej w 2018 r. integracji przejętych aktywów ciepłowniczych oraz zwiększeniu produkcji energii elektrycznej i ciepła w PGNiG TERMIKA EP, dzięki uruchomieniu w 2018 r. nowego bloku w EC Zofiówka;
- kontynuacji akwizycji lokalnych systemów ciepłowniczych.

5.4.3. Działalność segmentu

PGNiG TERMIKA współpracuje w zakresie sprzedaży i dostawy mocy cieplnej i ciepła do warszawskiej sieci ciepłowniczej ze spółką Veolia Energia Warszawa S.A. na podstawie „Wieloletniej Umowy Sprzedaży Ciepła z Obiektów Wytwórczych PGNiG TERMIKA SA” (WUSC). Umowa pomiędzy firmami obowiązuje do 31 sierpnia 2028 r., z możliwością przedłużenia jej ważności na kolejne 12 miesięcy w sytuacji, gdy obie strony WUSC nie zawrą nowej umowy zastępującej WUSC.

W I półroczu 2019 r. do najważniejszych projektów realizowanych przez PGNiG TERMIKA należały:

- budowa bloku gazowo-parowego o mocy ok. 450 MW w EC Żerań,
- budowa kotłowni szczytowej w EC Żerań,
- modernizacja EC Pruszków,
- budowa jednostki wielopaliwowej w EC Siekierki.

W ramach zadań związanych z budową bloku gazowo-parowego w EC Żerań wykonano montaż kolejnych części bloku, m.in. generatora turbiny gazowej i parowej, podstawowego wymiennika ciepłowniczego, baterii akumulatorów, chłodziaczy wody ruchowej oraz transformatora odczepowego. Kontynuowane były także prace budowlane oraz prace związane z zadaniami towarzyszącymi: modernizacją układu wody chłodzącej, rurociągiem zrzutowym wody chłodzącej z bloku, budową sieci na potrzeby bloku gazowo-parowego, dostosowaniem i przełączeniem istniejących urządzeń EC Żerań do nowej rozdzielni Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE), modernizacją stacji przygotowania wody oraz układem rurociągów gazowych łączących stację gazową GAZ-SYSTEM z blokiem. Zakończono także prace związane z odmulaniem kanału dopływowego wody chłodzącej do EC Żerań. Przekazanie bloku do eksploatacji planowane jest na 2020 r.

W ramach zadań związanych z budową kotłowni szczytowej w EC Żerań, w I półroczu 2019 r. postawiono konstrukcję budynku kotłowni oraz pylonu komunikacyjnego. Trwają końcowe prace na dachu oraz montaż elewacji. Dostarczono również i zamontowano wszystkie trzy kotły, które pozytywnie przeszły próby ciśnieniowe. Trwa montaż i podłączanie głównych urządzeń (pomp i wentylatorów). Podpisano również umowę z PGNiG TECHNOLOGIE na budowę infrastruktury gazowej dla potrzeb pracy nowej kotłowni. Zakończenie budowy planowane jest równolegle z przekazaniem do eksploatacji kotłowni szczytowej (na 2020 r.)

W ramach projektu modernizacji EC Pruszków wykonano wariantowe studium wykonalności dostosowania elektrociepłowni do pracy po 2022 r. Wskazano m. in. możliwy wariant realizacji polegający na zachowaniu istniejących kotłów (K-12 29 MWt i K-13 12,5 MWt) i budowie jednej nowej maszynowni silników gazowych oraz dwóch kotłowni (węglowej oraz szczytowo-rezerwowej z 2 kotłami olejowymi). Planowane są także przebudowy nawęglarni (planowana zmiana paliwa z groszku na miął węglowy) oraz kotłów wodnych wraz z budową instalacji ochrony środowiska. Zakończenie realizacji prac związanego z dostosowaniem EC Pruszków się na lata 2022-2023. Projekt dotyczący budowy jednostki wielopaliwowej w EC Siekierki jest na etapie uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięcia. Jednostka wielopaliwowa została uwzględniona w Planie gospodarki odpadami dla województwa mazowieckiego 2024, który został uchwalony na sesji Sejmiku Województwa Mazowieckiego 22 stycznia 2019 r.

W I półroczu 2019 r. do najważniejszych projektów realizowanych przez PGNiG TERMIKA EP należały:

- w obszarze projektów wzrostowych, m.in.: budowa sieci i przyłączy ciepłowniczych na terenie działania PGNiG TERMIKA EP. Celem przedsięwzięcia jest wzrost mocy zamówionej, w tym próba zbilansowania obniżek spowodowanych termomodernizacjami i zwiększenie sprzedaży ciepła na terenie działania PGNiG TERMIKA EP oraz ograniczenie niskiej emisji wraz z aktywną walką ze smogiem.
- w obszarze projektów środowiskowych, m.in.: realizacja programu inwestycyjnego dostosowującego instalacje oczyszczania spalin urządzeń wytwórczych zainstalowanych w PGNiG TERMIKA EP do zakresu i poziomu wymaganego przez konkluzje BAT dla istniejących instalacji.
- w obszarze projektów modernizacyjnych, m.in.: zabezpieczenie dostaw ciepła dla miasta Rybnika 2022 r. w obszarze zasilanym obecnie z EC Chwałowice, modernizacja i budowa sieci na terenie miasta Jastrzębie-Zdrój oraz modernizacja kotła WR 25 (K-2) w technologii ścian szczelnych na terenie Oddziału Racibórz.

W I półroczu 2019 r. spółka celowa ECSW realizowała projekt budowy bloku gazowo-parowego o mocy ok. 450 MW w EC Stalowa Wola w następującym zakresie:

- wykonywania usługi *Engineering, Procurement, Construction Management* (EPCM) przez konsorcjum spółek: Zakłady Pomiarowo – Badawcze Energetyki ENERGOPOMIAR sp. z o.o. oraz Biuro Studiów Projektów i Realizacji „ENERGOPROJEKT – KATOWICE” S.A.

- budowy m.in.: rurociągu wody chłodzącej (trwają prace związane z realizacją umowy), rezerwowego źródła ciepła (trwają prace projektowe oraz budowlane).

W dniu 14 marca 2019 r. ECSW otrzymała wezwanie na arbitraż złożone przez Abener Energia S.A. > [Więcej informacji na temat wezwania – pkt 6.4.1.](#)

5.4.4. Perspektywy segmentu

W II półroczu 2019 r. PGNiG TERMIKA będzie kontynuować realizację głównych zadań inwestycyjnych obejmujących m.in. budowę bloku gazowo-parowego w EC Żerań, budowę kotłowni szczytowej w EC Żerań, modernizację EC Pruszków w celu przystosowania do pracy po 2022 r. oraz zadań: z obszaru modernizacji majątku wytwórczego, związanych z dostosowaniem zakładów do wymogów środowiskowych oraz realizowanych ramach remontów kapitalizowanych.

W najbliższych kwartałach PGNiG TERMIKA chce realizować swoją strategię w następujących zakresie:

- na rynku warszawskim: utrzymanie pozycji wiodącego wytwórcy ciepła, realizacja planu inwestycyjnego w celu: poprawy rentowności aktywów i dywersyfikacji portfela paliwowego (węgiel/gaz/biomasa/RDF), dostosowania majątku wytwórczego do Konkluzji BAT, zapewnienie wsparcia regulacyjnego w sektorze ciepłownictwa i kogeneracji.
- na skalę krajową: akwizycje systemów ciepłowniczych, rozwój działalności wytwórczej poza Warszawą.

PGNiG TERMIKA EP w II półroczu 2019 r. zakłada rozpoczęcie kolejnych inwestycji związanych z dostosowaniem urządzeń wytwórczych do konkluzji BAT. Dotyczy to m.in. rozbudowy instalacji oczyszczania spalin w Oddziałach PGNiG TERMIKA EP do zakresu i poziomu oczyszczania spalin wymaganego przez konkluzje BAT dla instalacji istniejących celem utrzymania wytwarzania i sprzedaży mediów energetycznych. Ponadto PGNiG TERMIKA EP planuje dalszą modernizację kotła w systemie ścian szczelnych i rusztu ażurowego w Oddziale Racibórz, co finalnie pozwoli na zwiększenie jego sprawności z 79% do ok. 85%. Ponadto planowana jest kontynuacja projektów wcześniej realizowanych – dofinansowanych ze środków unijnych, takich jak: budowa i przebudowa sieci ciepłowniczych w ramach efektywnej dystrybucji ciepła na terenie miasta Jastrzębie-Zdrój oraz budowa infrastruktury technicznej zapewniającej dostawę ciepłej wody na potrzeby ogrzewania miasta Rybnik począwszy od sezonu grzewczego 2022/23.

6. Informacje uzupełniające dotyczące Grupy Kapitałowej PGNiG

6.1. Organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG

Według stanu na dzień 30 czerwca 2019 r. w skład GK PGNiG wchodziły: PGNiG jako podmiot dominujący, 33 spółki o profilu produkcyjnym, handlowym i usługowym oraz towarzystwo ubezpieczeń wzajemnych, w tym:

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

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2019 r. został przedstawiony w poniższym zestawieniu:

Wykaz spółek GK PGNiG wg stanu na dzień 30 czerwca 2019 r.

Lp.	Firma spółki	Kapitał zakładowy	Udział kapitałowy PGNiG	% kapitału PGNiG (bezpośrednio)	% kapitału GK PGNiG (bezpośrednio i pośrednio)
<i>Spółki zależne - I stopnia</i>					
1	PGNiG GAZOPROJEKT S.A.	4 000 000	3 485 500*	87,14%*	87,14%*
2	Exalo Drilling S.A.	981 500 000	981 500 000	100%	100%
3	GEOFIZYKA Kraków S.A. w likwidacji	64 400 000	64 400 000	100%	100%
4	GEOFIZYKA Toruń S.A.	75 240 000	75 240 000	100%	100%
5	Geovita S.A.	113 407 782	113 407 782	100%	100%
6	Gas Storage Poland Sp. z o.o.	15 290 000	15 290 000	100%	100%
7	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	625 307 815	625 307 815	100%	100%
8	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000	9 995 000	100%	100%
9	PGNiG Technologie S.A.	272 727 240	272 727 240	100%	100%
10	PGNiG TERMIKA SA	1 740 324 950	1 740 324 950	100%	100%
11	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	10 488 917 050	10 488 917 050	100%	100%
12	PGNiG Supply & Trading GmbH	10 000 000 EUR	10 000 000 EUR	100%	100%
13	PGNiG Upstream Norway AS	1 100 000 000 NOK	1 100 000 000 NOK	100%	100%
14	PGNiG Upstream North Africa B.V.	20 000 EUR	20 000 EUR	100%	100%
15	GAS - TRADING S.A.	2 975 000	1 291 350	43,41%	79,58% ²⁾
16	PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100%	100%
17	PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.	51 381 000	51 381 000	100%	100%
18	PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100%	100%
19	Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych	40 000 000	40 000 000	100%	100%
<i>Spółki zależne - II stopnia</i>					
20	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.	370 836 300	370 836 300	-	100% ⁹⁾
21	GAZ Sp. z o.o.	300 000	300 000	-	100% ³⁾
22	PSG Inwestycje Sp. z o.o.	81 131 000	81 131 000	-	100% ³⁾
23	Oil Tech International F.Z.E.	20 000 USD	20 000 USD	-	100% ⁴⁾
24	"EXALO DRILLING UKRAINE" LLC	20 000 EUR	20 000 EUR	-	100% ⁴⁾
25	PST Europe Sales GmbH	1 000 000 EUR	1 000 000 EUR	-	100% ⁵⁾
26	Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000	2 565 350	-	85,51% ⁶⁾
27	CIFL Sp. z o.o. w likwidacji	1 360 000	1 360 000	-	100% ⁷⁾
28	Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o.	6 670 627	5 257 523,51	-	78,82% ⁸⁾
29	PGNiG Serwis Doradztwo Ubezpieczeniowe sp. z o.o.	5 000	5 000	-	100% ¹⁾
30	PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o.	13 550 000	13 550 000	-	100% ⁹⁾
31	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	1 806 500	1 806 500	-	100% ⁴⁾
<i>Spółki zależne - III stopnia</i>					
32	XOOL GmbH	500 000 EUR	500 000 EUR	-	100% ¹⁰⁾
33	"SEJ-Serwis" Sp. z o.o.	200 000	200 000	-	100% ¹¹⁾

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

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

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

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

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

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

7) Udział pośredni PGNiG S.A. w spółce wynosi 100%: 99,98% przez spółkę PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. oraz 0,02% przez spółkę PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.

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

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

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

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

*według stanu na 12 sierpnia 2019 r.

W I półroczu 2019 r. zaszły następujące zmiany w strukturze GK PGNiG:

- W dniu 9 sierpnia 2018 r. odbyło się NZW PGNiG OD, na którym podwyższono kapitał zakładowy z kwoty 600.050.000 zł do kwoty 625.307.815 zł, tj. o kwotę 25.257.815 zł, poprzez utworzenie 459.233 nowych, równych i niepodzielnych udziałów o wartości nominalnej 55 zł każdy. Nowoutworzone udziały zostały objęte przez PGNiG i pokryte wkładem niepieniężnym (majątek CNG) o łącznej wartości 25.257.842 zł netto, przy czym nadwyżka wartości wnoszonych wkładów niepieniężnych ponad wartość nominalną obejmowanych udziałów, wyrażająca się kwotą 27 zł netto, zostaje przeniesiona na kapitał zapasowy. Oświadczenie o objęciu udziałów zostało złożone tego samego dnia tj. 9 sierpnia 2018 r. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 7 stycznia 2019 r.
- W dniu 21 grudnia 2018 r. NWZ spółki Geovita postanowiło podwyższyć kapitał zakładowy z kwoty 102.176.575 zł do kwoty 113.407.782 zł, tj. o kwotę 11.231.207 zł. Podwyższenie kapitału nastąpiło w drodze emisji 11.231.207 akcji imiennych zwykłych (nieuprzywilejowanych) serii „C” o wartości nominalnej 1 zł każda. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników majątku wchodzących w skład kompleksu hotelowo - wypoczynkowego „Perła Bieszczadów”. Oświadczenie o objęciu nowo utworzonych akcji 11.231.207 akcji serii „C” w

podwyższonym kapitale zakładowym Geovita nastąpiło w dniu 21 grudnia 2018 r. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 22 marca 2019 r.

- W dniu 4 kwietnia 2019 r. zakończono proces likwidacji Spółki PGNiG Finance AB i likwidation.
- W czerwcu 2019 r. (zgodnie z decyzją Zarządu PGNiG z dnia 10 czerwca 2019 r.) uruchomiony został proces nabywania akcji Spółki PGNiG Gazoprojekt S.A. od akcjonariuszy mniejszościowych tej spółki, którego celem jest przejęcie przez PGNiG całkowitej kontroli. Proces zainicjowany został ofertą skierowaną do akcjonariuszy mniejszościowych, upublicznioną na stronach internetowych Spółek PGNiG i PGNiG Gazoprojekt S.A. oraz w siedzibie PGNiG Gazoprojekt S.A. Według stanu na dzień 12 sierpnia 2019 r. skupiono 4855 akcji PGNiG Gazoprojekt S.A., o łącznej wartości nominalnej 485.500 zł.
- W dniu 19 listopada 2018 r. NWZ TUW podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego Polski Gaz TUW o sumę 20 mln zł, tj. do kwoty 40 mln zł poprzez utworzenie 1 miliona nowych udziałów kapitałowych, o wartości nominalnej 20 zł każdy. Podwyższenie kapitału zostało zarejestrowane w KRS w dniu 2 kwietnia 2019 r.
- W dniu 21 grudnia 2018 r. Zgromadzenie Wspólników CIFL sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie rozwiązania spółki. Uchwała weszła w życie z dniem 1 stycznia 2019 r.

6.2. Pozostałe powiązania organizacyjne lub kapitałowe

Wykaz spółek powiązanych z GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2019 r. został przedstawiony w poniższym zestawieniu:

Wykaz spółek powiązanych z GK PGNiG wg stanu na dzień 30 czerwca 2019 r.

Lp.	Firma spółki	Kapitał zakładowy	Udział kapitałowy PGNiG	% kapitału PGNiG (bezpośrednio)	% kapitału GK PGNiG (bezpośrednio i pośrednio)
<i>Spółki współzależne i stowarzyszone - I stopnia</i>					
1	Sahara Petroleum Technology Llc w likwidacji	150 000,00 OMR	73 500 OMR	49,00%	49,00%
2	SGT EUROPOL GAZ S.A.	80 000 000,00	38 400 000,00	48,00%	51,18% ¹⁾
3	PFK GASKON S.A.	13 061 325,00	6 000 000,00	45,94%	45,94%
4	ZWUG "INTERGAZ" Sp. z o.o.	4 700 000,00	1 800 000,00	38,30%	38,30%
5	"Dewon" PSA	11 146 800,00 UAH	4 055 205,84 UAH	36,38%	36,38%
<i>Spółki współzależne i stowarzyszone - II stopnia</i>					
6	Zakład Separacji Popiołów Siekierki Sp. z o.o.	10 000 000,00	7 000 000,00	-	70% ²⁾
7	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	28 200 000,00	14 100 000,00	-	50% ²⁾
8	Polska Grupa Górnicza S.A.	3 916 718 200,00	800 000 000,00	-	20,43% ²⁾
9	Polimex Mostostal S.A.	473 237 604,00	78 000 048,00	-	16,48% ³⁾
<i>Spółki współzależne i stowarzyszone - III i IV stopnia</i>					
10	Śląskie Centrum Usług Wspólnych Sp. z o.o.	10 835 000,00	2 213 590,50	-	20,43% ⁴⁾
11	Górnośląska Spółka Brokerska Sp. z o.o.	55 000,00	11 236,50	-	20,43% ⁴⁾

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

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

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

4) Polska Grupa Górnicza S.A. nabyła w dniu 1 kwietnia 2017 r. Śląskie Centrum Usług Wspólnych Sp. z o.o. (w ramach transakcji nabycia wybranych aktywów górniczych od Katowickiego Holdingu Węglowego S.A.), z kolei Śląskie Centrum Usług Wspólnych Sp. z o.o. nabyło w dniu 26 października 2018 r. Górnośląską Spółkę Brokerską Sp. z o.o. (od GSU S.A.).

W I półroczu 2019 r. zaszły następujące zmiany w pozostałych powiązaniach kapitałowych GK PGNiG:

- W dniu 13 maja 2019 r. zarejestrowana została w KRS zmiana wysokości kapitału zakładowego spółki Huta Stalowa Wola S.A. Kapitał zakładowy uległ obniżeniu z kwoty 261.728.667 zł do kwoty 261.454.801, tj. o 273.866 zł. Zaangażowanie kapitałowe PGNG nie uległo zmianie.

6.3. Władze spółki

6.3.1. Zarząd PGNiG

Skład Zarządu PGNiG w I półroczu 2019 r. przedstawiał się następująco:

- Piotr Woźniak - Prezes Zarządu,
- Radosław Bartosik - Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych (od 1 stycznia do 16 stycznia 2019 r.),
- Robert Perkowski - Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych (od 18 marca do 30 czerwca 2019 r.),
- Łukasz Kroplewski - Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju,
- Michał Pietrzyk - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
- Maciej Woźniak - Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych,
- Magdalena Zegarska - Wiceprezes Zarządu.

W dniu 16 stycznia 2019 r. Rada Nadzorcza PGNiG podjęła uchwałę w sprawie odwołania Radosława Bartosika z funkcji Wiceprezesa Zarządu PGNiG ds. Operacyjnych. Na stanowisko to w dniu 18 marca 2019 r. Rada Nadzorcza PGNiG powołała Roberta Perkowskiego.

W dniu 27 czerwca 2019 r. uchwałami ZWZ PGNiG wszyscy członkowie Zarządu PGNiG pełniący funkcję w roku obrotowym 2018 otrzymali absolutorium z wykonywania obowiązków.

6.3.2. Rada Nadzorcza PGNiG

Skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. w I półroczu 2019 r. przedstawiał się następująco:

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

W dniu 27 czerwca 2019 r. uchwałami ZWZ PGNiG wszyscy członkowie Rady Nadzorczej PGNiG pełniący funkcję w roku obrotowym 2018 otrzymali absolutorium z wykonywania obowiązków.

6.4. Postępowania sądowe

6.4.1. Prowadzone postępowania sądowe

Szczegółowy opis prowadzonych postępowań sądowych, w tym m.in. postępowania w związku z obowiązkiem publicznej sprzedaży gazu ziemnego (w I półroczu 2019 r. nie odnotowano istotnych zdarzeń w zakresie postępowania), został zamieszczony w pkt. 6.3.1 Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG i GK PGNiG za rok 2018. > www.pgnig.pl W I półroczu 2019 r., w stosunku do stanu faktycznego przedstawionego w wyżej wymienionym punkcie, nastąpiły następujące zmiany:

Pozew w sprawie roszczeń PBG S.A. (PBG)

W dniu 1 kwietnia 2019 r. do Sądu Okręgowego w Warszawie, XX Wydział Gospodarczy, został złożony przez PBG pozew wzajemny przeciwko PGNiG. W pozwie wzajemnym PBG dochodzi od PGNiG roszczeń powstałych w związku z

- Umową zawartą z PGNiG z dnia 19 listopada 2008 r. w sprawie realizacji inwestycji pn. „Budowa PMG Wierchowice etap 3,5 mld nm³ podetap 1,2 mld nm³”. PBG dąży do zapłaty przez PGNiG pozostałego wynagrodzenia należnego Konsorcjum (PBG, Tecnimont S.P.A., TCM FR S.A., Plynostav Pardubice Holding a.s., Plynostav-Regulace Plynu a.s.) zgodnie z zapisami umowy.
- Umową zawartą z PGNiG z dnia 11 sierpnia 2008 r. w sprawie realizacji inwestycji pn. „Projekt LMG – Ośrodek Centralny, Strefy Przyodwiertowe, Rurociągi i inne”. PBG dąży do zwrotu PBG przez PGNiG kwoty kaucji stanowiącej zabezpieczenie roszczeń gwarancyjnych, rozliczonej w ramach umowy ze spornymi wierzytelnościami PGNiG wobec konsorcjum, dotyczącymi umowy.

Łączna kwota dochodzonych roszczeń to 118,1 mln zł wraz z ustawowymi odsetkami od dnia wniesienia pozwu do dnia zapłaty. Po weryfikacji otrzymanego pozwu wzajemnego, a także stanu faktycznego, PGNiG, kwestionując zasadność pozwu, wniosła odpowiedź na pozew. Tym samym PGNiG nie zidentyfikowało do tej pory przesłanek do utworzenia rezerwy na koszty przedmiotowego roszczenia.

Wezwanie na arbitraż złożone przez Abener Energia S.A. (Abener Energia)

W dniu 14 marca 2019 r. ECSW otrzymała wezwanie na arbitraż złożone w Sądzie Arbitrażowym przy Krajowej Izbie Gospodarczej przez Abener Energia. Żądanie będące przedmiotem wezwania dotyczy kwoty 147 241 239,98 zł oraz 536 839,02 euro i ma – zdaniem Abener Energia – stanowić odszkodowanie należne z tytułu bezpodstawnego zażądania i uzyskania kosztem Abener Energia wypłaty z gwarancji ubezpieczeniowej będącej zabezpieczeniem należytego wykonania kontraktu, ewentualnie zwrotu bezpodstawnego wzbogacenia uzyskanego przez ECSW. W marcu 2019 r. ECSW przygotowywała odpowiedź pozwanej na wezwanie na arbitraż.

W dniu 25 kwietnia 2019 r. zapadł wyrok w sprawie – ECSW została zobowiązana do zapłaty na rzecz Abener Energia kwoty 333 793 359,31 PLN wraz z ustawowymi odsetkami za opóźnienie w płatności. Taki wyrok ma moc prawną na równi z wyrokiem sądu lub ugodą zawartą przed sądem dopiero po ich uznaniu przez sąd albo po stwierdzeniu przez sąd ich wykonalności. W dniu 9 maja 2019 r. ECSW złożyła sprzeciw wobec publikacji wyroku Sądu Polubownego z dnia 25 kwietnia 2019 r. Sądu Arbitrażowego przy Krajowej Izbie Gospodarczej w Warszawie, a w dniu 14 maja 2019 r. – wniosek o wyłączenie arbitrów. Następnie – w dniu 24 czerwca 2019 r. – ECSW złożyła do Sądu Apelacyjnego w Rzeszowie skargę o uchylenie wyroku Sądu Arbitrażowego oraz wniosek o wstrzymanie wykonania tego wyroku. W dniu 5 sierpnia 2019 r. Sąd Apelacyjny w Rzeszowie wydał postanowienie o odroczeniu rozpoznania wniosku Abener Energia o stwierdzenie wykonalności wyroku Sądu Arbitrażowego przy Krajowej Izbie Gospodarczej w Warszawie do czasu rozpoznania skargi wniesionej przez ECSW o uchylenie wyroku. W efekcie wydanego postanowienia, do czasu rozpoznania sprawy ze skargi o uchylenie wyroku sądu polubownego, odroczeniu ulega zobowiązanie do zapłaty przez ECSW na rzecz Abener Energia kwoty 333 793 359,31 zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie oraz kosztami postępowania arbitrażowego.

6.4.2. Postępowania przed Prezesem UOKiK

W I półroczu 2019 r. nie odnotowano istotnych zdarzeń w zakresie postępowań antymonopolowych rozpoczętych w dniu 28 grudnia 2010 r. oraz w dniu 3 kwietnia 2010 r. Szczegółowy opis prowadzonych postępowań przed Prezesem UOKiK został zamieszczony w pkt. 6.3.2 Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG i GK PGNiG za rok 2018. > www.pgnig.pl

W I półroczu 2019 r., w stosunku do stanu faktycznego przedstawionego w wyżej wymienionym punkcie, nastąpiły następujące zmiany:

Postępowanie antymonopolowe rozpoczęte w dniu 11 marca 2019 r.

W dniu 11 marca 2019 r. Prezes UOKiK przekazał zawiadomienie w sprawie wszczęcia postępowania antymonopolowego, którego stronami są Veolia Energia Warszawa S.A., Veolia Energia Polska S.A., PGNiG TERMIKA oraz PGNiG, w sprawie naruszenia zakazów - do których miało dojść w związku z podejrzeniem zawarcia porozumienia w 2014 r. - określonych w art. 6 ust 1 pkt 1, 3 i 7 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, a także art. 101 ust. 1 lit a) i c) Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej w zakresie uzgadniania cen energii cieplnej, podziału rynku energii cieplnej i uzgadniania warunków składanych ofert w postępowaniach o udzielenie zamówienia na sprzedaż i dostawę energii cieplnej.

6.4.3. Renegocjacja warunków cenowych w ramach Kontraktu z OOO Gazprom Export

W 2018 r. PGNiG kontynuowało rozpoczęte formalnie 1 listopada 2014 r. działania na rzecz zmiany warunków cenowych kontraktu jamalskiego. Wobec braku uzyskania porozumienia z dostawcą w przewidzianym kontraktem okresie, w dniu 13 maja 2015 r. PGNiG rozpoczęło przewidzianą w kontrakcie procedurę rozstrzygania sporów poprzez postępowanie arbitrażowe. Przedmiotem sporu jest zmiana warunków cenowych kontraktu na dostawę gazu do Polski. W ramach prowadzonego postępowania arbitrażowego, w dniu 1 lutego 2016 r. PGNiG złożyło do Trybunału Arbitrażowego pozew przeciwko PAO Gazprom i OOO Gazprom Export. Przewiduje się, że zakończenie postępowania arbitrażowego może nastąpić w II połowie 2019 r. Przekazanie sporu do rozstrzygnięcia przez Trybunał Arbitrażowy nie wyklucza możliwości prowadzenia rozmów na poziomie handlowym i osiągnięcia wcześniejszego porozumienia polubownego z dostawcą. Ponadto, w dniu 1 listopada 2017 r. PGNiG rozpoczęło kolejny proces renegocjacji cen gazu z PAO Gazprom i OOO Gazprom Export. W dniu 30 czerwca 2018 r. Trybunał Arbitrażowy w Sztokholmie orzekł w wyroku częściowym, że spełniona została przesłanka kontraktowa uprawniająca Spółkę do żądania zmiany ceny za gaz dostarczany do Polski w ramach kontraktu jamalskiego.

6.4.4. Postępowanie w sprawie gazociągu OPAL

W sprawie gazociągu OPAL prowadzone są postępowania:

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

Skarga oraz wniosek o zastosowanie środka tymczasowego do Sądu Unii Europejskiej skierowane są przeciwko decyzji Komisji Europejskiej z dnia 28 października 2016 r., w drodze której Komisja zezwoliła na dokonanie zmian w zasadach zwolnienia gazociągu OPAL spod regulacji wspólnego rynku gazu (zwl. zasady dostępu stron trzecich (TPA)), zgodnie z treścią krajowego aktu stosowania prawa przedstawionego przez niemieckiego regulatora – Federalną Agencję Sieciową (Bundesnetzagentur), z zastrzeżeniem modyfikacji wskazanych w decyzji Komisji. Skargę oraz wniosek o zastosowanie środka tymczasowego złożyła spółka PST. Postanowieniem z dnia 23 grudnia 2016 r. Prezes Sądu Unii Europejskiej wstrzymał wykonanie zaskarżonej decyzji Komisji Europejskiej, tymczasowo uwzględniając żądanie udzielenia tymczasowej ochrony prawnej zgłoszone przez PST. W sprawie nastąpiła wymiana pism procesowych. Dalsze rozstrzygnięcia w sprawie nie zapadły. W dniu 13 marca 2017 r. PST uzupełniła skargę oraz wniosek o zastosowanie środka tymczasowego z uwagi na fakt, że decyzja Komisji Europejskiej została opublikowana dopiero w dniu 3 stycznia 2017 r., a skarga i wniosek pochodziły z dnia 4 grudnia 2016 r. W dniu 29 maja 2017 r. złożono stanowisko PST w sprawie zarzutu niedopuszczalności skargi, podniesionej przez Komisję Europejską.

Skargę skierowaną przeciwko ww. decyzji Komisji wraz z wnioskiem o zastosowanie środka tymczasowego złożono także w dniu 1 marca 2017 r. PGNiG. W dniu 21 sierpnia 2017 r. złożono odpowiedź PGNiG na podniesiony przez Komisję Europejską zarzut niedopuszczalności skargi. W dniu 6 lipca 2017 r. złożono wniosek o dopuszczenie PGNiG jako interwenienta po stronie ukraińskiej spółki Naftogaz w sprawie skierowanej przeciwko decyzji Komisji Europejskiej. W dniu 9 marca 2018 r., Sąd UE wydał postanowienie w sprawie stwierdzenia niedopuszczalności skargi Naftogaz. W dniu 5 lipca 2017 r. Prezes Sądu Unii Europejskiej przeprowadził posiedzenia dotyczące środka tymczasowego w sprawach wszczętych przez PST i PGNiG. W dniu 21 lipca 2017 r. Prezes Sądu Unii Europejskiej wydał postanowienia w sprawie uchylenia środka tymczasowego w sprawie PST oraz oddalenia wniosku o środek tymczasowy w obu sprawach.

W dniach 14 grudnia 2017 r. i 15 marca 2018 r. Sąd Unii Europejskiej odrzucił skargę odpowiednio: PST i PGNiG, z uwagi na ich niedopuszczalność, orzekając jednocześnie o obowiązku zwrotu kosztów postępowania poniesionych przez Komisję Europejską. Były to rozstrzygnięcia formalne, nieoparte o analizę zasadności poszczególnych zarzutów podniesionych w skardze przeciwko decyzji Komisji Europejskiej. Od postanowienia z dnia 14 grudnia 2017 r. w sprawie PST, wniesione zostały dwa odwołania do Trybunału Sprawiedliwości UE. Odwołanie PST zostało wniesione w dniu 13 lutego 2018 r., a Rzeczpospolita zaskarżyła postanowienie w dniu 5 marca 2018 r. Odwołanie w sprawie PGNiG zostało wniesione przez spółkę w dniu 24 maja 2018 r.

Skarga oraz wniosek o wydanie zarządzenia tymczasowego (zastosowanie środka tymczasowego) do Wyższego Sądu Krajowego w Duesseldorfie (Oberlandesgericht Duesseldorf) skierowane są w pierwszym rzędzie przeciwko ugodzie administracyjnej zawartej pomiędzy niemieckim regulatorem, OPAL Gastransport GmbH & Co. KG, OAO Gazprom, OOO Gazprom Export, określającej

zmienione warunki zwolnienia gazociągu OPAL spod regulacji wspólnego rynku gazu (zwł. zasady dostępu stron trzecich (TPA)). W dniu 30 grudnia 2016 r. Wyższy Sąd Krajowy w Duesseldorfie (Oberlandesgericht Duesseldorf) wydał tymczasowe rozstrzygnięcie, w którym zobowiązał niemieckiego regulatora do zawieszenia skutków spornej ugody administracyjnej w ten sposób, że zakazał on spółce OPAL Gastransports GmbH & Co. KG przeprowadzania dalszych aukcji przepustowości dziennych, tygodniowych, miesięcznych i rocznych na gazociągu OPAL. W ślad za postanowieniem Sądu, tego samego dnia niemiecki regulator wydał natychmiast wykonalną decyzję, w której zakazał spółce OPAL Gastransports GmbH & Co. KG przeprowadzania tego rodzaju aukcji.

W dniu 20 stycznia 2017 r. PGNiG i PST rozszerzyły wcześniejszą skargę poprzez wniesienie skargi na decyzję niemieckiego regulatora – Federalnej Agencji Sieciowej (Bundesnetzagentur) z dnia 20 grudnia 2016 r., na podstawie której niemiecki regulator odmówił wszczęcia formalnego postępowania administracyjnego w sprawie zmiany zasad zwolnienia spod regulacji wspólnego rynku gazu (zwł. zasady dostępu stron trzecich (TPA)) oraz przyłączenia do takiego postępowania wnioskujących o to spółek PGNiG i PST. W swoim piśmie procesowym spółki rozszerzyły również wcześniejszą argumentację. W dniu 31 marca 2017 r. złożono do Wyższego Sądu Krajowego uzasadnienie skargi wywiedzionej przeciwko ugodzie administracyjnej, zawierające pogłębiony wywód prawny, konieczny na potrzeby ewentualnych dalszych środków prawnych.

Dalsze rozstrzygnięcia w sprawie nie zapadły, postanowienie Sądu z 30 grudnia 2016 r. pozostaje w mocy. Po wymianie pism procesowych, postanowieniem z dnia 27 lipca 2017 r. Wyższy Sąd Krajowy w Duesseldorfie uchylił swoje postanowienie z dnia 30 grudnia 2017 r., znosząc w ten sposób udzieloną wcześniej tymczasową ochronę prawną. Po dalszej wymianie pism procesowych, na przeprowadzonej w dniu 11 października 2017 r. rozprawie Sąd ogłosił postanowienie o oddaleniu wniosku o wydanie zarządzenia tymczasowego. Postanowienie o oddaleniu wniosku wraz z uzasadnieniem doręczono w dniu 23 października 2017 r. W dniu 4 czerwca 2018 r. spółki wniosły pismo procesowe.

W dniu 9 stycznia 2019 r. Federalna Agencja Sieciowa (Bundesnetzagentur) wznowiła postępowanie dotyczące poprzedniej decyzji o warunkach wyłączenia regulacyjnego gazociągu Opal z 2009 r., jednocześnie zawieszając to postępowanie. PGNiG oraz PST w dniu 28 stycznia 2019 r. wystąpiły z wnioskiem o dołączenie do niniejszego postępowania. W odpowiedzi z dnia 25 lutego 2019 r., niemiecki organ regulacyjny poinformował, że wniosek zostanie rozpatrzony po rozstrzygnięciu trwających postępowań sądowych.

6.4.5. Inne postępowania

Pozew Akcjonariusza o stwierdzenia nieważności / uchylenie uchwały Walnego Zgromadzenia

W I półroczu 2019 r. trwały postępowania o stwierdzenie nieważności / uchylenie uchwały:

- nr 1/IX/2017 NWZA PGNiG z dnia 13 września 2017 r. – w dniu 26 czerwca 2019 r. sąd I instancji wydał wyrok oddalający powództwo w całości.
- nr 7/VI/2016 ZWZA PGNiG z dnia 28 czerwca 2016 r. – do końca I półroczu 2019 r. nie zapadł wyrok sądu I instancji.

PGNiG ani spółki od niej zależne nie prowadziły innych istotnych postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, w sprawie zobowiązań lub wierzytelności.

7. Akcjonariat oraz PGNiG na GPW

7.1. Struktura akcjonariatu

Na dzień 30 czerwca 2019 r. kapitał zakładowy PGNiG wynosił ok. 5,78 mld zł. Składało się na niego 5 778 314 857 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. Akcje serii A są akcjami zwykłymi na okaziciela i uprawniają do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Większościowym akcjonariuszem PGNiG pozostaje Skarb Państwa.

W związku ze zbyciem na zasadach ogólnych w dniu 26 czerwca 2008 r. przez Ministra Skarbu Państwa jednej akcji PGNiG, uprawnieni pracownicy zyskali prawo do nieodpłatnego nabycia ogółem nie więcej niż 750 000 000 akcji Spółki. Zawieranie umów nieodpłatnego zbycia akcji rozpoczęło się 6 kwietnia 2009 r., a prawo do nieodpłatnego nabycia akcji PGNiG przez uprawnionych pracowników wygasło 1 października 2010 r. Na dzień 30 czerwca 2019 r. blisko 60 tys. uprawnionych pracowników objęło 728 294 tys. akcji. Akcje nieodpłatnie nabyte przez uprawnionych pracowników mogły być przedmiotem obrotu od 1 lipca 2010 r., natomiast akcje nieodpłatnie nabyte przez członków Zarządu Spółki – od 1 lipca 2011 r.

Struktura akcjonariatu 30 czerwca 2019 r.

Akcjonariusze	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 30.06.2019 r.	Udział w kapitale zakładowym / liczbie głosów na WZA na dzień 30.06.2019 r.
Skarb Państwa	4 153 706 157	71,88%
Pozostali	1 624 608 700	28,12%
RAZEM	5 778 314 857	100,00%

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

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji na dzień 31.12.2018 r.	Wartość nominalna akcji w zł na dzień 31.12.2018 r.	Liczba akcji na dzień 30.06.2019 r.	Wartość nominalna akcji w zł na dzień 30.06.2019 r.
Mieczysław Kawecki	Członek RN	9 500	9 500	9 500	9 500
Stanisław Sieradzki	Członek RN	17 225	17 225	17 225	17 225

7.2. Dywidenda

Obowiązująca na dzień Sprawozdania Strategia GK PGNiG na lata 2017-2022 zakłada wypłatę do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy, przy czym zarząd PGNiG, rekomendując wypłatę dywidendy, każdorazowo bierze pod uwagę bieżącą sytuację finansową GK PGNiG i jej plany inwestycyjne. Rozpoznanie zysków netto spółek zależnych w wyniku finansowym PGNiG będzie uwzględniane po wypłacie przez te spółki dywidend, co może powodować przesunięcie o rok w skali wypłaty zakładanego poziomu dywidendy.

W dniu 20 maja 2019 r. Zarząd PGNiG podjął decyzję o rekomendowaniu ZWZ PGNiG przeznaczenia kwoty 1 040 096 674,26 zł z zysku netto za 2018 r. na wypłatę dywidendy – 0,18 zł na jedną akcję. Finalnie ZWZ PGNiG na posiedzeniu w dniu 27 czerwca 2019 r. postanowiło dokonać podziału zysku netto PGNiG za rok 2018 w kwocie 3 289 305 045,15 zł w następujący sposób:

- kwotę 1 040 096 674,26 zł przeznaczyć na wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy,
- kwotę 1 000 000 000,00 zł przeznaczyć na kapitał rezerwowy z przeznaczeniem na finansowanie rozbudowy i modernizacji krajowej sieci dystrybucyjnej gazu,
- kwotę 1 249 208 370,89 zł przeznaczyć na zwiększenie kapitału zapasowego PGNiG.

W związku z wypłatą w dniu 3 grudnia 2018 r. zaliczki w kwocie 404 482 039,99 zł, tj. 0,07 zł na jedną akcję na poczet przewidywanej dywidendy z zysku za 2018 r., pozostała do wypłaty część dywidendy za 2018 r. wyniosła 635 614 634,27 zł, tj. 0,11 zł na jedną akcję i została wypłacona w dniu 7 sierpnia 2019 r.

Dywidenda z zysku netto za lata 2013-2018

	2018	2017	2016	2015	2014	2013
Dywidenda za rok obrotowy (w mld zł)	1,04	-	1,16	1,06	1,18	0,89
Dywidenda na akcję (w zł)	0,18	-	0,20	0,18	0,20	0,15
Średnia roczna cena akcji (w zł)	6,12	-	5,16	5,94	4,85	5,83
Stopa dywidendy	2,94%	-	3,88%	3,03%	4,12%	2,57%

8. Oświadczenie Zarządu PGNiG

Zarząd PGNiG oświadcza, że wedle jego najlepszej wiedzy, niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG za I półrocze 2019 r. zawiera prawdziwy obraz rozwoju i osiągnięć oraz sytuacji Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG, w tym opis podstawowych zagrożeń i ryzyka.

Zarząd PGNiG S.A.:

Prezes Zarządu

Piotr Woźniak

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Wiceprezes Zarządu

Łukasz Kroplewski

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Wiceprezes Zarządu

Robert Perkowski

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Wiceprezes Zarządu

Michał Pietrzyk

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Wiceprezes Zarządu

Maciej Woźniak

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Wiceprezes Zarządu

Magdalena Zegarska

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Warszawa, dnia 20 sierpnia 2019 r.