

marzec 2016

# Przegląd gazowniczy

nr 1 (49)

cena 15 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

## Gazociąg norweski Polska hubem gazowym?

Temat wydania:

**SEKTOR GAZU ZIEMNEGO  
W PAŃSTWACH GRUPY V4**



Coraz więcej Firm zrzeszonych w Izbie Gospodarczej Gazownictwa korzysta ze e-szkoleń realizowanych w ramach **Internetowej Akademii Gazownictwa**.

Przesyłana do Firm członkowskich wersja drukowana Standardów Technicznych IGG jest bardzo potrzebna, ponieważ opisuje dokładnie wszystkie wymagania określone w standardzie, natomiast forma e-learningowa wspiera i uzupełnia wersję drukowaną i jest dodatkowym wsparciem w praktycznej realizacji Standardów Technicznych.

Pozwala jednocześnie osobom odpowiedzialnym za praktyczne wdrożenie standardów, potwierdzić swoją wiedzę i po zaliczeniu e-szkolenia oraz testu uzyskać „Certyfikat” – znajomości danego standardu technicznego.

W ramach Internetowej Akademii Gazownictwa oferowane są również inne e-szkolenia wspomagające wiedzę i rozwój kapitału ludzkiego między innymi takie, jak:

- „Procedury i standardy bezpieczeństwa”
- „Normy zakładowe oraz regulacje wewnętrzne”
- „Metody i techniki efektywnego podejmowania decyzji menedżerskich”
- „Zarządzanie przez cele”
- „Etyka w biznesie”
- „Najnowsze zmiany w Prawie Pracy”

W sumie w zrealizowanych dotychczas e-szkoleniach wzięło udział: **2315 osób**.

W wypełnionych na zakończenie każdego e-szkolenia ankietach uczestnicy wysoko je ocenili, tj. na 5,7 pkt. w skali 6-do punktowej między innymi za:

- wartość merytoryczną e-szkoleń **5,8**
- metodykę szkoleń e-learning **5,6**
- jakość multimedialną i graficzną **5,9**
- organizację e-szkoleń **5,5**

Ten wysoki wynik świadczy o bardzo pozytywnej opinii dotyczącej tej formy szkoleń. Internetowa Akademia Gazownictwa prowadzona jest wspólnie z partnerem merytorycznym i multimedialnym Izby Gospodarczej Gazownictwa – Wirtualną Internetową Akademią Biznesu, która od 15 lat współpracuje z Firmami z Grupy Kapitałowej PGNiG i ma ugruntowaną bardzo dobrą opinię za jakość realizowanych przedsięwzięć e-learningowych, przynoszących jednocześnie bardzo duże oszczędności kosztów.

Obecnie w ramach Internetowej Akademii Gazownictwa dostępne są e-szkolenia z następujących Standardów Technicznych IGG

- ✔ ST-IGG-0205:2015 Ocena jakości gazów ziemnych Chromatografy gazowe procesowe do analizy składu gazu ziemnego
- ✔ ST-IGG-0401:2015 Sieci Gazowe, Strefy Zagrożenia Wybuchem, Ocena i Wyznaczenie
- ✔ ST-IGG-2701:2014 Zasady rozliczeń paliw gazowych w jednostkach energii
- ✔ ST-IGG-0202:2014 Pomiary i rozliczenia paliwa gazowego
- ✔ ST-IGG-0504:2014 Zespoły gazowe na przyłączach, Wymagania w zakresie obsługi
- ✔ ST-IGG-2601:2014 Prace gazoniebezpieczne, Sieci gazowe dystrybucyjne Wymagania w zakresie organizacji, wykonywania i dokumentowania
- ✔ ST-IGG-0601:2012 Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych Wymagania funkcjonalne i zalecenia
- ✔ ST-IGG-0602:2013 Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych Ochrona katodowa. Projektowanie, budowa i użytkowanie



- ➔ Wszystkie Firmy zrzeszone w Izbie Gospodarczej Gazownictwa zainteresowane szkoleniami e-learningowymi w ramach Internetowej Akademii Gazownictwa mogą bezpośrednio uzyskać informacje na temat realizowanych e-szkoleń oraz zasad udziału w nich w Wirtualnej Internetowej Akademii Biznesu. Dodatkowo Firmy zrzeszone w IGG mogą również same proponować przygotowanie i realizację e-szkoleń z innych tematów wynikających z ich potrzeb i specyfiki – „szytych na miarę” na bardzo atrakcyjnych warunkach cenowych.
- ➔ Oferta dostępnych w formacie e-learningowej szkoleń będzie sukcesywnie rozszerzana a informacji o aktualnie dostępnych i realizowanych przedsięwzięciach będziemy Państwu udzielać na bieżąco.
- ➔ Zachęcamy Państwa do skorzystania z oferty udziału w dostępnych e-szkoleniach. Żeby zgłosić udział, prosimy o kontakt z Działem Szkoleń WIAB (22) 754 67 80, 601 295 251 lub [wiab@wiab.pl](mailto:wiab@wiab.pl)



Pierwszy numer, w danym roku, każdego medium drukowanego staje się forum rozważań, co rozpoczynający się rok przyniesie. W zależności od profilu owego medium mogą to być kwestie polityczne, gospodarcze, społeczne czy kulturalne. Wydawcy starają się, by ich prognozy i przewidywania mocno trzymały się ziemi, bo wiedzą, że życie szybko, i często boleśnie, zweryfikuje zbyt optymizm i nadmiar wiary, iż jutro może być tylko lepsze.

I tak było od ponad dziesięciu lat na łamach „Przeglądu Gazowniczego”. Jako pismo samorządu gospodarczego zawsze ważyliśmy słowa, wiedząc, że nasze prognozy, opinie i komentarze mogą rzutować na funkcjonowanie setek firm zrzeszonych, o bardzo różnych profilach działania i skomplikowanych wzajemnych relacjach rynkowych. Musieliśmy zważać na interes całej branży, bo w gospodarce sektor gazowniczy wciąż plasuje się na dalszej pozycji wśród sektorów miksu energetycznego, a jednocześnie rozważnie artykułować nasze postulaty adresowane do decydentów politycznych, bo branże związane z bezpieczeństwem energetycznym są szczególnie wrażliwe i drażliwe, bo geopolityka rządzi się swoimi prawami. Raz na cztery lata ten spokojny rytm podlega turbulencjom. Co cztery lata wyborcy stawiają krzyżyk. Zwykle jest tak, że świat zaczyna się jakby od nowa. Stare plany odchodzą do historii, a nowych jeszcze nie ma. Jakieś reguły gry przestają obowiązywać – w nowych jeszcze niewielu umie się poruszać. Realne życie staje się wypadkową pomiędzy starym i nowym.

Jako izba samorządowa branży gazowniczej, przez prawie piętnaście lat funkcjonowania, doskonale te mechanizmy

rozumieliśmy i respektowaliśmy. I nasze samorządowe prawa były również respektowane, a samorządność izby nienaruszana.

Zasady te stosowałem przez wszystkie lata pracy w branży gazowniczej – w sumie 41 lat. Mam nadzieję, że zapracowałem na opinię człowieka znającego branżę gazowniczą, bez reszty jej oddanego i odpowiedzialnego. Budując podwaliny samorządu gospodarczego w przemyśle gazowniczym – pełniąc funkcję prezesa – realizowałem cele IGG z najwyższą starannością i zaangażowaniem, o czym świadczyły wyniki i bardzo pozytywne postrzeżenie IGG jako reprezentanta branży gazowniczej na licznych konferencjach i sympozjach zarówno krajowych, jak i zagranicznych. Z najwyższą starannością realizowałem zwłaszcza podstawowy cel Izby Gospodarczej Gazownictwa, jakim jest reprezentowanie interesów branży gazowniczej wobec organów rządowych, parlamentarnych i samorządowych. Izba opiniowała wszystkie kluczowe dla funkcjonowania polskiego rynku gazu ziemnego akty prawne, przygotowując własne projekty, jak również współpracując przy ich redagowaniu. Na forum IGG zapewniano niezbędny kompromis pomiędzy interesami poszczególnych podsektorów gazowniczych, a w nielicznych przypadkach braku możliwości osiągnięcia kompromisu – transparentnie informowaliśmy o tym wszystkie zainteresowane organy rządowe i parlamentarne. Coroczne Walne Zgromadzenia Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa niemal jednogłośnie udzielały mi absolutorium z pełnienia obowiązków prezesa zarządu IGG. Mam również liczne dowody sympatii i uznania dla mojej pracy na rzecz IGG od firm członkowskich i innych współpracujących z branżą gazowniczą stowarzyszeń i izb gospodarczych w kraju i za granicą, a także przedstawicieli organów administracji publicznej. Podkreślę raz jeszcze – samorządowe prawa muszą być respektowane, a samodzielność IGG nienaruszana. Tym zasadom nie mogę stać na przeszkodzie. Składając rezygnację z funkcji prezesa zarządu, chcę ją chronić przed dalszymi naciskami na jej niezależność prawem stanowioną. Chciałbym wyrazić nadzieję, że IGG pod nowym kierownictwem utrzyma integrację branży gazowniczej i pozostanie forum partnerskiego dialogu dla wszystkich jej członków.

Mirosław Dobrut



**Wydawca:** Izba Gospodarcza Gazownictwa  
01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25  
tel. 22 631 08 46, 22 631 08 38  
faks 22 631 08 47 e-mail: office@igg.pl www.igg.pl

**Redaktor naczelny:**  
Adam Cymer tel. kom. 602 625 474  
e-mail: adam.cymer@gmail.com

#### **Przygotowanie i opracowanie redakcyjne**

BARTGRAF  
00-549 Warszawa, ul. Piękna 24/26  
tel. 22 625 55 48 e-mail: bartgraf@bartgraf.com.pl

#### **Projekt graficzny:**

Jolanta Krafft-Przeździecka

#### **DTP**

Ewa Księżopolska-Bisińska, Anna Zabrocka

## TEMAT WYDANIA

- 8 **Sektor gazu ziemnego w państwach V4.** Mariusz Ruszel i Adam Szurlej porównują stan rynków gazu ziemnego w państwach Grupy Wyszehradzkiej i omawiają korzyści ze zwiększenia integracji rynków gazowych w tych krajach
- 11 **Czeski system przesyłu gazu.** Zuzanna Kucerova opisuje powstanie i rozwój systemu tranzytowego gazu ziemnego w Czechosłowacji i Republice Czeskiej
- 13 **Przemysł gazowniczy w Słowacji.** Słowacki sektor gazu i plany budowy nowego interkonektora pod nazwą Eastring prezentuje Jan Klepac

## NASZ WYWIAD

- 16 **Widzę potencjał do dalszych usprawnień regulacyjnych.**  
Rozmowa z Michałem Kurtyką, wiceministrem energii

## KOMENTARZ

- 18 **U progu reformy PZP.** Jarosław Kola ocenia dotychczasowe i najnowszy projekt nowelizacji prawa zamówień publicznych
- 19 **To nie podsumowanie, a głos w dyskusji.** Grzegorz Romanowski omawia sześć konferencji na temat modelu zakupowego w Polskiej Spółce Gazownictwa
- 21 **Kogeneracja – dlaczego i jaka?** Andrzej Schoeneich podsumowuje koszty i korzyści ekonomiczne z rozwoju produkcji energii elektrycznej w jednostkach kogeneracji



16

## PUBLICYSTYKA

- 22 **Gazociąg norweski – krok do realizacji koncepcji czy gra negocjacyjna.**  
Michał Gałczyński o połączeniu gazowym z Norwegią jako elemencie tworzenia polityki dywersyfikacyjnej
- 26 **Polska hubem gazowym dla Europy Środkowo-Wschodniej.**  
Robert Zajdler ocenia potencjał rozwoju hubu gazowego w Polsce
- 53 **Jakość to będzie?** Andrzej Sikora o nowelizacji prawa geologicznego i górniczego
- 54 **Plan Morawieckiego.** Komentarz Instytutu WiseEuropa™

## EKOLOGIA I TRANSPORT

- 28 **Potencjał rynku LNG.** Anna Cymer o jednostkach napędzanych LNG w transporcie kolejowym i wodnym



28

## ANKIETA IGG

- 32 **Oczekiwania i prognozy zmian na polskim rynku gazu.**  
Podsumowanie wyników badania ankietowego Izby Gospodarczej Gazownictwa

## RAPORT

- 34 **Rosyjska polityka energetyczna – gaz ziemny.** Andrzej Sikora i Mateusz Sikora omawiają strategiczno-polityczne decyzje Federacji Rosyjskiej dotyczące sprzedaży gazu ziemnego

## ANALIZA

- 40 **Technologie Power-to-gas.** Maciej Chaczykowski i Andrzej J. Osładacz prezentują wyniki badań w zakresie możliwości zatłaczania wodoru do sieci gazowej

## OSOBOWOŚĆ

- 48 **Wiedeńska melancholia.** Adam Cymer kreśli sylwetkę Zygmunta Marszałka

## HISTORIA

- 50 **10 lat standaryzacji w IGG.** Podsumowanie 10-lecia działalności normalizacyjnej Komitetu Standardu Technicznego

## SPORT

- 55 **XVI Mistrzostwa Branży Gazowniczej i Naftowej w Narciarstwie Alpejskim.**  
Relacja Włodzimierza Kleniewskiego

# Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Za nami pierwszy kwartał 2016 roku. Oprócz realizacji operacyjnych zadań rozpoczęliśmy go tradycyjnie od organizacji **22–23 stycznia 2016 r.** w Zakopanem sympozjum gazowniczego „Polski rynek gazu – kierunki rozwoju i liberalizacji”. W trakcie sympozjum poruszone zostały m.in. kwestie dotyczące wpływu liberalizacji na rozwój europejskiego i polskiego rynku gazu, a także perspektywy rozwoju systemu przesyłowego w Polsce do 2025 roku. Omówiono również szanse dla odbiorców i zagrożenia płynące z konkurencyjnego rynku gazu oraz podstawowe rekomendacje sektora gazowego do „Polityki energetycznej Polski 2050”. Podczas sympozjum odbył się panel dyskusyjny z udziałem przedstawicieli operatorów i firm obrotu gazem, w trakcie którego omówiono najważniejsze problemy uczestników polskiego rynku gazu. Sympozjum po raz kolejny wykazało, że jest ważnym miejscem wymiany opinii i doświadczeń dla sektora gazowniczego.

Izba Gospodarcza Gazownictwa aktywnie wspierała konferencje regionalne PSG Sp. z o.o. pt. „**Model zakupowy w Polskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o.**” Celem spotkania było przedstawienie wdrożonego w PSG modelu zakupowego oraz omówienie aspektów współpracy spółki z wykonawcami. W konferencjach wzięły udział firmy wykonawcze współpracujące bądź pragnące nawiązać współpracę z Polską Spółką Gazownictwa sp. z o.o.

Pod koniec lutego Izba Gospodarcza Gazownictwa wraz z Polskim Towarzystwem Elektrociepłowni Zawodowych, Izbą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie oraz Izbą Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii wystąpiły do Ministerstwa Energii w sprawie roli kogeneracji w gospodarce energetycznej Polski. W piśmie wyrażona została gotowość przedłożenia ministrowi przygotowanego przez ww. organizację zestawu opracowań merytorycznych i analiz, wraz z propozycjami rozwiązań szczegółowych, wskazujących na konieczność zaangażowania się rządu w stworzenie mechanizmów umożliwiających zarówno utrzymanie, jak i rozwój kogeneracji w Polsce.

W nawiązaniu do postanowień, jakie zapadły na posiedzeniu działającej przy IGG Rady Konsultacyjnej ds. Gazownictwa do Współpracy z Prezesem URE, na początku marca br. IGG przekazała do Urzędu Regulacji Energetyki oraz innych organów rządowych wyniki „Ankiety na temat oczekiwań i prognozy zmian na polskim rynku gazu w perspektywie do roku 2022” w zakresie:

1) oceny zmian na krajowym rynku gazu ziemnego w latach 2011–2015,

2) oceny aktualnego stanu rynku gazu w Polsce,  
3) oczekiwań oraz prognozowanych zmian na krajowym rynku gazu w perspektywie do roku 2022.

Celem ankiety było rozpoznanie potrzeb uczestników rynku gazu ziemnego co do modelu jego rozwoju w Polsce. Uzyskane w ramach ankiety odpowiedzi stanowią opinię uczestników rynku oraz całej Izby Gospodarczej Gazownictwa na temat zmian na polskim rynku gazu ziemnego w ostatnich latach oraz ich preferowanego przyszłego kierunku. Wyniki ankiety są dostępne na stronach internetowych IGG.



Agnieszka Rudzka

W związku z opublikowaniem 16 lutego br. przez Komisję Europejską dokumentów w ramach „pakietu zimowego”, które proponują zmiany w regulacjach do projektu rozporządzenia w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu i zastępującego rozporządzenie 994/2010 oraz projektu decyzji w sprawie mechanizmu wymiany informacji dotyczących umów międzyrządowych i uchylającej decyzję 994/2012 oraz uwzględniając komunikat KE „Strategia na rzecz wykorzystania LNG i magazynowania gazu”, IGG na początku marca przekazała do Ministerstwa Energii opinię w zakresie m.in. zapobiegania negatywnemu wpływowi zdolności konkurencyjnych, definicji odbiorcy końcowego, zwiększenia roli regionów, strategicznych rezerw gazu czy dywersyfikacji dostaw przy wykorzystaniu terminalu LNG.

Podtrzymując tradycję organizacji co dwa lata – przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa – spotkanie branży gazowniczej, **5–7 października 2016 roku w Ossie koło Rawy Mazowieckiej odbędzie się V Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego** pod hasłem: „**Gaz ziemny w polityce energetycznej Polski**”.

**19 kwietnia 2016 roku w Warszawie odbędzie się Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków IGG.** Podsumuje ono kolejny rok działalności IGG, przyjmując sprawozdanie finansowe i z działalności IGG za rok 2015 oraz wyznaczy podstawowe kierunki działalności i cele na rok 2016.

## Z prac Komitetu Standardu Technicznego.

KST w lutym 2016 r. dokonał aktualizacji dokumentu „Standaryzacja Techniczna Izby Gospodarczej Gazownictwa, grudzień 2015”, zwiększając liczbę członków Komitetu Standardu Technicznego rekomendowanych przez podmioty zrzeszone w IGG. Zarząd IGG na podstawie ww. zmian dokonał – na wniosek KST – aktualizacji składu osobowego Komitetu Standardu Technicznego (aktualny skład na stronach internetowych IGG).

KST na posiedzeniu 31 marca br. zatwierdził następujące dokumenty:

- „Wytyczne dotyczące opracowania i redagowania dokumentów standaryzacyjnych (DS) Izby Gospodarczej Gazownictwa”
- „Wytyczne pracy zespołów roboczych (ZR)”.

Uchwałą przyjęto wytyczne techniczne: WT-IGG-2901:2015 „Przeprowadzenie próby zastosowania beziarkowego środka nawaniającego w sieciach gazowych”.

W trakcie posiedzenia kierownik sekretariatu KST przedstawił propozycję dotyczącą aktualizacji tematów prac standaryzacyjnych. Członkowie KST postanowili, iż należy kontynuować prace standaryzacyjne:

- w połączonych zespołach: ZR nr 8 i 17 (opracowanie wytycznych technicznych dotyczących „Budowy sieci gazowej” oraz „Użytkowania sieci gazowej”, a następnie „Oceny stanu technicznego gazociągów” i „Oceny niezawodności sieci gazowej”)

- ZR 23 (wytyczne techniczne „Książka obiektu (obiektów) sieci gazowej. Wzór. Wymagania i zalecenia”,

- ZR 28 (standardy techniczne dotyczące odpowiednio „Zasad klasyfikacji uszkodzeń ścianek stalowych gazociągów oraz dalsze postępowanie, w tym określanie MOP takich gazociągów” oraz „Metody napraw uszkodzeń w ściankach stalowych gazociągów – w zależności od skłasyfikowania uszkodzenia”)

- ZR 30 (wytyczne dotyczące warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać gazociągi i ich usytuowanie w zbliżeniu do powietrznych linii elektroenergetycznych wysokich napięć, podziemnych kabli elektroenergetycznych oraz elektrowni wiatrowych”).

Przedyskutowano również zgłoszone nowe tematy prac standaryzacyjnych, takie jak:

- „Zastosowanie dronów do monitorowania sieci gazowych” (w ramach dyskusji ustalono, iż temat powinien dotyczyć zbierania danych z powietrza i ich interpretacji. Temat zostanie jeszcze przedyskutowany.

- „Kompensatory”. Ustalono, iż temat zostanie ustalony w trybie roboczym i przedstawiony na następnym PP KST IGG.

Termin kolejnego posiedzenia KST został wyznaczony na czerwiec 2016 roku.

● **6 kwietnia br.** GAZ–SYSTEM S.A. uzyskał status RRM (*Registered Reporting Mechanism*), pozwalający na samodzielne raportowanie danych zgodnie z wymaganiami rozporządzenia REMIT. – GAZ–SYSTEM podjął decyzję o samodzielnym przekazywaniu danych wymaganych rozporządzeniem REMIT ze względu na dbałość o bezpieczeństwo i kontrolę nad danymi naszych klientów. Przygotowany przez nas mechanizm raportujący z sukcesem przeszedł wieloetapową rejestrację w ACER, dzięki czemu jesteśmy gotowi do raportowania dla grupy kapitałowej GAZ–SYSTEM i wypełniania od 7 kwietnia 2016 r. wszystkich obowiązków sprawozdawczych, które nakłada na operatorów systemów przesyłowych rozporządzenie REMIT – podkreśla Piotr Bański, zastępca dyrektora Pionu Rynku Gazu.

● **5 kwietnia br.** Zarząd PGNiG SA dokonał przeglądu i aktualizacji dotychczas realizowanej strategii Grupy Kapitałowej na lata 2014–2022. Główną przyczyną aktualizacji są istotne zmiany, jakie zaszły na światowych rynkach – szczególnie spadek cen ropy naftowej i gazu ziemnego. Grupa Kapitałowa, działając w warunkach w pełni konkurencyjnego rynku, dąży do utrzymania pozycji lidera w branży poszukiwawczo-wydobywczej oraz głównego sprzedawcy gazu ziemnego, oferującego również ciepło i energię

12 kwietnia 2016 r. Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa przyjął rezygnację Mirosława Dobruta z funkcji prezesa zarządu. Jednocześnie w przeprowadzonych wyborach uzupełniających, w głosowaniu tajnym, na prezesa zarządu IGG wybrany został Cezary Mróz, a na wiceprezesa zarządu Jarosław Stasiak. Drugim wiceprezesem pozostał Waldemar Wójcik.

Zarząd podziękował ustępującemu prezesowi za stworzenie z Izby Gospodarczej Gazownictwa liczącej się organizacji samorządowej, ważnego uczestnika dialogu społecznego w Polsce.

elektryczną. – Zachowujemy, oczywiście, główne cele Grupy Kapitałowej, dążąc do pozostania głównym dystrybutorem gazu ziemnego w naszym kraju. Dodatkowy akcent kładziemy na dywersyfikację portfela importowego. Chcemy zagwarantować polskim odbiorcom dostęp do bezpiecznych i atrakcyjnych cenowo źródeł gazu po roku 2022, porównywalnych z oferowanymi konsumentom w Europie Zachodniej – powiedział Piotr Woźniak, prezes zarządu PGNiG SA.

● **31 marca br.** W prestiżowym raporcie „Odpowiedzialny biznes w Polsce 2015. Dobre praktyki”, którego wydawcą jest Forum Odpowiedzialnego Biznesu, znalazło się aż 14 praktyk realizowanych przez Polską Spółkę Gazownictwa. W tym roku uznanie zyskało 9 nowych oraz 5 długoletnich praktyk PSG, realizowanych w obszarach ISO 26000: zaangażowanie społeczne, zagadnienia konsumenckie, środowisko i ład organizacyjny. Uroczyste ogłoszenie raportu odbyło się 31 marca 2016 r. w Warszawie.

● **15 marca br.** Prezes URE zatwierdził nowe taryfy w zakresie obrotu paliwami gazowymi dla PGNiG SA oraz PGNiG Obrót Detaliczny (PGNiG OD), które będą obowiązywać od 1 kwietnia br. Zatwierdzenie nowej taryfy PGNiG OD oznacza dla prawie 6,8 mln gospodarstw domowych w drugim kwartale tego roku spadek cen gazu ziemnego, w stosunku do taryfy obecnie obowiązującej, o 5,3%, a dla pozostałych odbiorców, tzw. przemysłowych – o 6,8%. Jest to już czwarta obniżka cen od stycznia 2015 r., a druga w tym roku. W efekcie tego skumulowany spadek średnich cen gazu wysokometanowego dla odbiorców końcowych od stycznia 2015 r. wynosi 28,6%, a w samym 2016 r. – 15,7%. W przypadku gazu zaazotowanego odpowiednio 21,8 i 13,9%.

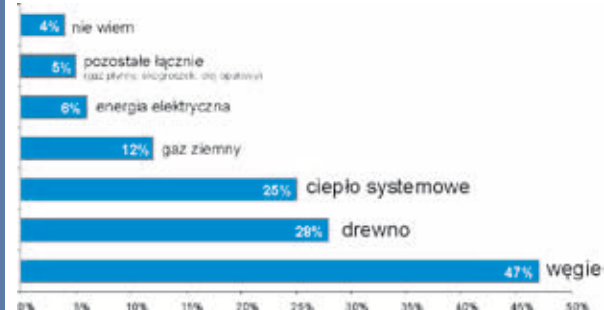
● **22 lutego br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA potwierdziło odwiertem Dargosław-1 odkrycie złoża gazu ziemnego w miejscowości Siemidarżno w powiecie gryfickim w woj. zachodniopomorskim. Odkryte zasoby złoża zaazotowanego gazu ziemnego szacuje się na od 0,5 do 1 mld m<sup>3</sup>, a prawdopodobny roczny przyrwył to ok. 25 mln m<sup>3</sup>. Dokładniejsze dane na temat zasobów oraz wydajności z otworu Dargosław-1 będą znane po zakończeniu wszystkich badań i analiz. Informacje uzyskane przy okazji wiercenia otworu pozwalają mieć nadzieję na występowanie także złóż ropy naftowej w tym rejonie.

● **28 stycznia br.** odbyło się konstytucyjne posiedzenie Parlamentarnej Zespołu ds. Energetyki. W skład zespołu wchodzi obecnie 24 posłów i senatorów. Przewodniczącym zo-

### POLACY CHCĄ REZYGNOWAĆ Z WĘGLA

Badanie opinii publicznej na temat odnawialnych źródeł energii (OZE) zostało zrealizowane 20–25 listopada 2015 roku przez TNS Polska na zlecenie Instytutu Energetyki Odnawialnej (IEO) w ramach współpracy z konsorcjum firm i krajowych stowarzyszeń na rzecz opracowania pt. „Krajowy plan rozwoju ciepła z OZE”.

Jakie źródło energii wykorzystywane jest do ogrzania Twojego lokalu mieszkalnego?



Źródło: IEO

Z jakiego źródła energii elektrycznej i ciepła korzystalibyście najchętniej w swoim gospodarstwie domowym?



Źródło: IEO

stał poseł Grzegorz Matusiak (PiS), a wiceprzewodniczącymi: pos. Andrzej Czerwiński (PO), senator Władysław Komarnicki (PO), pos. Mirosława Nykiel (PO) i pos. Robert Warwas (PiS). W pierwszym półroczu działalności zespół postanowił skoncentrować się na problematyce energetyki opartej na węglu (kamiennym i brunatnym). Prezydium zespołu powołało przewodniczącego Grupy Ekspertów, którym został dr inż. Andrzej Nehrebecki (PSE).

● **27 stycznia br.** – *Polska energetyka przechodzi największy w historii kryzys. Jest ona w kolizji z unijną polityką niskoemisyjną. Trzeba działać natychmiast* – mówiła Joanna Maćkowiak-Pandera, przewodnicząca organizacji Forum Analiz Energetycznych na konferencji zorganizowanej przez FAE wspólnie z Konfederacją Lewiatan. – *Dokument „Polityka energetyczna Polski do 2050 r.” nie uwzględnia otoczenia międzynarodowe-*

*go. Nie uwzględnia tego, co się dzieje w Europie. Powstało coś na kształt autarkii politycznej i technicznej* – podkreśliła Joanna Maćkowiak-Pandera. – *Szczyt klimatyczny w Paryżu był sukcesem, bo pokazał chęć wspólnego działania na poziomie krajów, sektorów przemysłowych i instytucji finansowych. Szansą jest rozwijanie nowoczesnych technologii, w tym OZE. Tą drogą idzie cały świat. Położymy nacisk na badania, żeby jako Europa zachować pozycję lidera w innowacyjności w sektorze OZE* – mówiła Dagmara Koska, doradczynie wiceprzewodniczącego Komisji Europejskiej ds. Unii Klimatycznej.

● **Styczeń br.** Stowarzyszenie Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych (SPIUG) przyjęło „Kodeks dobrych praktyk branży instalacyjno-grzewczej”. To już kolejna organizacja biznesowa, która zobowiązuje swoich członków do przestrzegania zasad uczciwej konkurencji i dobrych praktyk kupieckich.



## Siła samorządu to integracja jego firm członkowskich – mówi Cezary Mróz, prezes IGG

**Od 12 kwietnia br. Izba Gospodarcza Gazownictwa ma nowego prezesa. Czy zmiana na tym stanowisku w znaczący sposób zmieni funkcjonowanie IGG?**

IGG jest organizacją samorządu branżowego z dość długą, bo już ponad 13-letnią historią. Jestem jednym z jej współtwórców i od samego początku nieprzerwanie członkiem jej zarządu. Pozycja IGG budowana była sukcesywną, konsekwentną i przemyślaną pracą. Staliśmy się poważnym i akceptowanym przez wszystkich reprezentantem branży. Możemy pochwalić się ponadprzeciętnymi osiągnięciami nawet wśród innych izb. Prowadzona przez nas działalność standaryzacyjna jest wyjątkiem i wyróżnia nas na tle innych tego typu organizacji.

Oczywiście, jednym z obowiązków każdego prezesa jest wytyczanie nowych celów i jestem na to przygotowany. Tym bardziej że wspierają mnie doskonali i doświadczeni specjaliści. Nie oznacza to jednak żadnej rewolucji, raczej wzmoczoną kreatywność i poszerzenie dotychczasowych działań. Izba przede wszystkim musi przewidywać potencjalne problemy branży oraz prowadzonych w niej działań – choćby na płaszczyźnie inwestor-wykonawca.

**Jakie więc będą pierwsze pana decyzje i działania?**

Priorytetem jest obecnie uspokojenie sytuacji wokół IGG i uzupełnienie składu zarządu, by – tak jak dotychczas – był on w jak największym stopniu odzwierciedleniem polskiego gazownictwa. To, oczywiście, leży w kompetencjach Walnego Zgromadzenia Członków. Jako Zarząd IGG przygotowaliśmy propozycje zmian w statucie, aby umożliwić ich rozpatrzenie WZC. Ufam w dotychczas niezawodną logikę tego gremium.

Będę zachęcał uczestników Walnego Zgromadzenia Członków do takiego rozwiązania, by wśród członków zarządu nie zabrakło przedstawicieli firm strategicznych, bo to nie tylko owocuje skuteczniejszą pracą zarządu, ale także ma realne przełożenie na funkcjonowanie wszystkich podmiotów zrzeszonych w IGG. Wszak największe osiągnięcie naszej organizacji w 2015 roku, czyli cieszący się ogromnym zainteresowaniem cykl konferencji na temat modelu zakupowego w Polskiej Spółce Gazownictwa, rozpoczął się podczas posiedzeń zarządu IGG, dzięki rozmowom toczonym z przedstawicielem PSG. Około 1000 uczestników siedmiu konferencji jest wymownym wskaźnikiem zainteresowania tematem.

**Ale mówi się, że wielkie firmy, dominujące na rynku, także w izbach gospodarczych chcą mieć większy wpływ na ich funkcjonowanie.**

Obowiązujące ustawodawstwo, stanowiące o zasadach funkcjonowania izb gospodarczych, nie przewiduje żadnych przywilejów dla dużych czy małych firm członkowskich. Obowiązuje jeden statut, który precyzyjnie stanowi, że każda firma członkowska ma jeden głos wyborczy i może nim dysponować, zabiegając o obecność w statutowych organach izby. Nie znaczy to, że pozycja dużych firm nie jest doceniana w samorządzie. Duży – to taki *Primus Inter Pares*, pierwszy wśród równych, bo ich potencjał kompetencyjny i kadrowy znakomicie wspiera i wzmacnia siłę konsultacyjną samorządu wobec władz publicznych i znacznie ułatwia powoływanie przez samorząd społecznych zespołów specjalistycznych, przygotowywanie projektów licznych rozporządzeń czy – jak w przypadku IGG – standardów technicznych. Siła samorządu to integracja jego firm członkowskich.

Rozmawiał **Adam Cymer**

# Sektor gazu ziemnego w państwach V4

Mariusz Ruszel, Adam Szurlej

W 2014 roku państwa Grupy Wyszehradzkiej (V4) zużyły około 42 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, z czego 15,6 mld m<sup>3</sup> wykorzystywała Polska; 11,8 mld m<sup>3</sup> – Węgry; 8,2 mld m<sup>3</sup> – Czechy, a 6,5 mld m<sup>3</sup> – Słowacja.

Opisując poszczególne rynki gazu ziemnego liczbą klientów odbierających gaz ziemny, widzimy, że kolejność jest taka sama: Polska – 6852 mln, Węgry – 3468 mln, Czechy – 2849 mln, a Słowacja – 1506 mln [8]. Natomiast porównując udział gazu ziemnego w strukturze zużycia energii pierwotnej, możemy zauważyć istotne zróżnicowanie w poszczególnych krajach V4: najwyższy jest na Węgrzech – 38%, następnie w Słowacji – 22%, w Czechach – 17%, a w Polsce – 15%, przy 21,6-procentowym udziale dla UE-28 [11]. Skala wykorzystania gazu ziemnego uwarunkowana jest między innymi stanem posiadania zasobów surowców energetycznych, a także historycznymi uwarunkowaniami rozwoju sektora energetycznego. W przypadku Polski i Czech najważniejszą rolę w bilansie zużycia energii pierwotnej odgrywa węgiel, a Węgier – gaz ziemny. Warto także zauważyć, że – z wyjątkiem Polski – w pozostałych państwach V4 działają elektrownie jądrowe.

W latach 2008–2014 jedynie w przypadku Polski odnotowano 8-procentowy wzrost zużycia gazu ziemnego, w pozostałych krajach V4 zmniejszyło się zużycie gazu, w największym stopniu na Węgrzech – o prawie 40%. Warto dodać, że także w UE w tym okresie zapotrzebowanie na gaz ziemny zmalało o ponad 20% (o prawie 12% spadło zużycie w UE w latach 2013–2014) [11]. Spadek zapotrzebowania na gaz ziemny w większości krajów UE należy tłumaczyć m.in. niską dynamiką rozwoju poszczególnych gospodarek, a także zmianami w zakresie struktury wytwarzania energii elektrycznej na korzyść wzrostu znaczenia odnawialnych źródeł energii. Z analizy skumulowanego wzrostu PKB w latach 2008–2014 dla państw V4 wynika, że najwyższym wskaźnikiem – zgodnie z danymi Eurostatu – wyróżnia się Polska – 23,8%, następnie Słowacja – 13,5%, a w Republice Czeskiej i na Węgrzech ten wzrost wyniósł odpowiednio 2,4% i 0,3%.

W największym stopniu zapotrzebowanie krajowe z wydobycia własnego gazu ziemnego zaspokaja Polska, która w 2014 roku wydobyla 4,4 mld m<sup>3</sup> tego surowca (28% zapotrzebowania) [5]. Natomiast Węgry wyprodukowały 1,8 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego (20%), Czechy 0,2 mld m<sup>3</sup>, a Słowacja jedynie 0,1 mld m<sup>3</sup> [4]. W krajach V4, podobnie jak w przypadku UE, obserwuje się tendencję spadkową w zakresie wydobycia gazu ziemnego (na przykład w 1980 r. wydobycie gazu ziemnego wy-

nosiło: w Polsce 6,7 mld m<sup>3</sup>, a na Węgrzech – 6,1 mld m<sup>3</sup> [4]). Oznacza to, że wszystkie państwa tego regionu zmuszone są do importu znacznych ilości gazu ziemnego w celu zbilansowania zapotrzebowania na to paliwo. Ze względów geopolitycznych, które wpłynęły na architekturę gazociągów w tej części Europy, oraz podpisane długoterminowe kontrakty gazowe państwa te uzależnione są od dostaw gazu ziemnego od rosyjskiego Gazpromu (patrz tabela 1. i rys. 1.).

Długość obowiązywania kontraktów gazowych z Rosją:

- polska firma PGNiG podpisała kontrakt gazowy z Gazpromem z terminem obowiązywania do 2022 roku.
- czeska spółka RWE Transgas – do 2035 roku,
- słowacka firma SPP – do 2028 roku,
- Węgry przedłużyły w 2015 r. kontrakt gazowy do 2019 roku.

Tabela 1. Dostawy rosyjskiego gazu do państw Grupy Wyszehradzkiej [w mln m<sup>3</sup>]

Państwo	2008	2010	2012	2013	2014
Węgry	8 855	6 771	8 010	7 767	8 494
Republika Czeska	7 500	7 453	7 468	8 464	6 550
Polska	7 783	9 756	9 769	9 615	8 935
Słowacja	6 266	6 098	4 801	5 509	4 236
Łączne dostawy	30 404	30 078	30 048	31 355	28 215

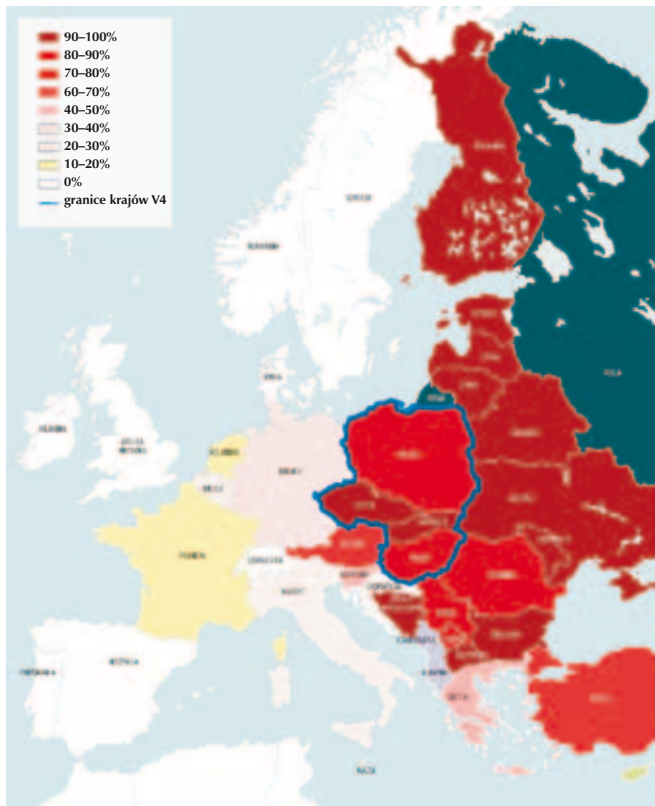
Opracowanie własne na podstawie [4].

Jak można zauważyć z wielkości zamieszczonych w tabeli 1., łączne dostawy gazu ziemnego z Rosji do krajów V4 w ostatnich latach kształtowały się na poziomie około 30 mld m<sup>3</sup> rocznie, a więc były mniejsze od importu gazu rosyjskiego przez Niemcy, które są największym odbiorcą gazu z Rosji.

Oznacza to, że wszystkie te państwa narażone są na podobny zakres ryzyka, wynikający z ewentualnych przerw w dostawach



Rys.1. Stopień uzależnienia państw Grupy Wyszehradzkiej od rosyjskiego gazu na tle Europy [7]



gazu ziemnego z kierunku wschodniego. Stosowana przez Federację Rosyjską strategia wobec państw Europy Środkowo-Wschodniej opiera się na wykorzystywaniu dostaw surowców energetycznych jako instrumentu ułatwiającego osiągnięcie celów politycznych i gospodarczych. Wydaje się więc, że państwa V4 mają wspólny cel w zakresie rozbudowy infrastruktury energetycznej oraz dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego. Strategiczne znaczenie dla państw V4 ma korytarz gazowy północ-południe, który ma połączyć terminal LNG w Świnoujściu z terminalem Adria na chorwackiej wyspie Krk. Korytarz ten obejmowałby Polskę, Słowację, Czechy, Węgry oraz Chorwację. Terminal LNG w Świnoujściu (5 mld m<sup>3</sup>) stanowi początek północnej części korytarza i może w sposób znaczący wzmacniać bezpieczeństwo energetyczne państw regionu Europy Środkowo-Wschodniej. Istnieje możliwość zwiększenia jego potencjału importowego do 7,5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie. Z politycznego punktu widzenia będzie on zwiększał pozycję negocjacyjną państw regionu wobec rosyjskiego Gazpromu, ponieważ umożliwi dostęp do globalnego rynku LNG, dynamicznie się rozwijającego, a to w sposób istotny może przyczynić się do poprawy warunków kontraktów gazowych oraz do obniżenia ceny importowanego gazu ziemnego. Szacuje się bowiem, że w 2016 roku średnioroczna cena rosyjskiego gazu wynosić będzie około 200 dolarów za 1000 m<sup>3</sup> [2]. Wynika z tego, że państwa V4 mogą mieć zbieżne cele inwestycyjne dotyczące rozbudowy infrastruktury energetycznej.

Zauważalne jest jednak różne podejście do realizacji projektów rozbudowy infrastruktury energetycznej, ponieważ decydenci polityczni na Słowacji i w Czechach mają świadomość, że przez ich terytorium przebiega jedna z największych

magistrali gazowych, przez którą realizowany jest przesył gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej do Niemiec [3]. W interesie Słowacji i Czech jest dążenie do zapewnienia rentowności infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego, dla której kluczowe znaczenie ma przesył gazu ziemnego z kierunku wschodniego, tym bardziej że wraz ze wzrostem przepustowości gazociągu Nord Stream (55 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie) spadła ilość przesyłanego surowca przez terytorium Ukrainy i Słowacji. Dalsza rozbudowa Nord Stream-2 o kolejne 55 mld m<sup>3</sup> gazu przełoży się zapewne na jeszcze większą redukcję wykorzystania infrastruktury przebiegającej przez Ukrainę i Słowację. Nie można wykluczyć, że czynniki te motywują Słowację do prac nad projektem Eastring, który mógłby stanowić trasę dla rosyjskiego gazu ziemnego do Europy Środkowej – przez Turcję, Bułgarię, Rumunię, Węgry i Słowację [1, 3]. Z perspektywy Czech istotne znaczenie ma połączenie z niemieckim systemem przesyłowym gazu ziemnego, zwłaszcza poprzez gazociąg Opal, który postrzegany jest jako wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego państwa [3]. Natomiast Węgry wzmacniają współpracę energetyczną z Federacją Rosyjską, bowiem w 2015 r. przedłużyły kontrakt gazowy do 2019 r., a Rosjanie podtrzymują zainteresowanie rozbudową elektrowni jądrowej w Paks. Dostrzega się systematyczne wzmacnianie relacji politycznych pomiędzy Węgrami a Rosją, a jej efektem jest popieranie przez rząd w Budapeszcie rosyjskich interesów na forum unijnym.

Państwa V4 nadal nie mają odpowiednio zintegrowanej infrastruktury gazowej. Połączenie międzysystemowe pomiędzy Czechami a Niemcami jest nadal połączeniem jednokierunkowym, zaś przepustowość w punkcie Waidhaus jest zakontraktowana do 2035 r. Między Polską a Czechami również jest jednokierunkowe połączenie gazowe o małej przepustowości (0,5 mld m<sup>3</sup>), zaś interkonektor polsko-słowacki nie został



Gazoport w Świnoujściu.

jeszcze zbudowany. Plany inwestycyjne obejmują rozbudowę połączenia polsko-czeskiego do poziomu przepustowości 6,5 mld m<sup>3</sup> do Polski i 5 mld m<sup>3</sup> do Czech. Planowane jest również połączenie polsko-słowackie, z przepustowością 5,7 mld m<sup>3</sup> do Polski i 4,7 mld m<sup>3</sup> na Słowację. Połączenie słowacko-węgierskie zostało oddane do użytku komercyjnego w połowie 2015 roku. Istotny wpływ na opóźnienia miały problemy, które wystąpiły po stronie węgierskiej. Połączenie zapewni przesył 4,5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego ze Słowacji na

Węgry, zaś w kierunku odwrotnym 1,8 mld m<sup>3</sup>. W 2011 roku ukończono interkonektor węgiersko-chorwacki o przepustowości 6,5 mld m<sup>3</sup>. Obserwowane w ostatnich latach w krajach V4 zwiększenie dynamiki w obszarze inwestycji infrastrukturalnych, w tym połączeń międzysystemowych, zapewne spowodowane było rosyjsko-ukraińskim kryzysem gazowym z początku 2009 roku. Kryzys ten objął swym zasięgiem wiele państw Europy Środkowej i Południowej. Jego skutki w Grupie V4 najbardziej odczuwane były w Słowacji, ale poważnie dotknęły także Węgry, Polskę i Czechy [9]. Rozbudowa połączeń międzysystemowych (polsko-czeskiego i polsko-słowackiego) oraz likwidacja tzw. wąskich gardeł (fizyczne ograniczenia w przepustowości gazociągów) w systemach przesyłowych państw V4 na trasie korytarza gazowego północ-południe zwiększą potencjał dywersyfikacji źródeł dostaw gazu dla państw regionu, tym bardziej że korytarz ten oprócz połączenia z terminalem LNG w Świnoujściu może być połączony również z planowanym gazociągiem Baltic Pipe. Analizując inwestycje infrastrukturalne, przekładające się na wzrost bezpieczeństwa w zaopatrzeniu na gaz ziemny, warto także przybliżyć te inwestycje, które przyczyniły się do wzrostu pojemności w podziemnych magazynach gazu ziemnego (PMG) – tabela 2.

Państwo	2009	2014	Dynamika [%]
Węgry	3,79	6,33	67,0
Republika Czeska	3,38	3,52	4,1
Polska	1,65	2,92	77,0
Słowacja	2,75	3,16	14,9

Opracowanie własne na podstawie [8].

Jak widać z wielkości zamieszczonych w tabeli 2., w ostatnich latach Polska i Węgry osiągnęły największy przyrost pojemności w PMG. W przypadku Polski mimo tych znaczących i kosztownych inwestycji, zrealizowanych w ostatnich latach, także z wykorzystaniem środków europejskich, w obszarze podziemnego magazynowania gazu ziemnego nadal stan pojemności PMG jest najmniejszy wśród krajów V4. Tak więc, wraz ze spodziewanym rozwojem krajowego rynku gazu ziemnego należy oczekiwać kolejnych inwestycji w zakresie rozbudowy PMG.

W skali świata i UE obserwuje się wzrost wykorzystania gazu ziemnego jako alternatywnego paliwa w transporcie – CNG (*Compressed Natural Gas*). Liderami UE w tym zakresie są Włochy i Niemcy – z liczbą pojazdów zasilanych sprężonym gazem ziemnym wynoszącą odpowiednio 885,3 tys. i 98,2 tys. W krajach V4 najwięcej takich pojazdów jest w Czechach – 8817, następnie na Węgrzech – 5118, w Polsce – 3590, a w Słowacji – 426. Warto dodać, że jeszcze kilka lat temu liczba pojazdów napędzanych CNG w Polsce była większa niż w Czechach. Jednak w przypadku naszego południowego sąsiada rynek CNG rozwijał się szybciej, m.in. ze względu na przyjazną politykę państwa. W Polsce w 2013 r. wprowadzono podatek akcyzowy na CNG, co osłabiło przewagę konkurencyjną sprężonego gazu ziemnego nad tradycyjnymi paliwami.

Zwiększenie integracji rynków gazowych państw V4 przyczyni się do wzrostu liberalizacji oraz poprawy konkurencji. Bio-

gęć za kryterium do oceny liberalizacji poszczególnych rynków gazu liczbę zmian sprzedawców gazu ziemnego, prym wiodą Czechy i Słowacja. Jednak warto podkreślić, że w przypadku Polski w 2015 r. zaobserwowano wysoką dynamikę wzrostu liczby zmian sprzedawców na rynku gazu – 23 742 (zgodnie z danymi URE), co potwierdza postęp w zakresie budowy konkurencyjnego rynku gazu.

Należy pamiętać, że Komisja Europejska w kwietniu 2015 roku przedstawiła formalne zarzuty wobec rosyjskiego Gazpromu, w których oskarżyła rosyjski koncern energetyczny o nadużywanie pozycji dominującej i działania mające na celu dzielenie rynku poprzez stosowanie utrudnień w handlu gazem ziemnym m.in. w państwach V4. KE podkreśliła również, że Gazprom może stosować niezgodną z prawem politykę cenową w Polsce, zaś w pozostałych państwach V4 taki zarzut się nie pojawił. Wynika to z faktu, że rosyjska strategia ustalania cen w kontraktach gazowych uzależniona jest od relacji politycznych. W ten sposób Rosja oddziałuje na poziom konkurencyjności poszczególnych gospodarek unijnych, wzmacniając poziom rywalizacji pomiędzy nimi oraz osłabiając solidarność energetyczną. Innymi słowy, niektóre państwa prowadzące aktywność polityczną zgodną ze strategicznymi celami Federacji Rosyjskiej łatwiej uzyskują obniżkę ceny gazu, zaś państwa prowadzące odmienną politykę mogą uzyskać odpowiednie upusty cenowe wskutek długich i trudnych negocjacji, które często kończą się postępowaniem arbitrażowym.

**Mariusz Ruszel, Adam Szurlej**

**Dr Mariusz Ruszel jest adiunktem w Katedrze Ekonomii Wydziału Zarządzania Politechniki Rzeszowskiej im. Ignacego Łukasiewicza oraz prezesem zarządu Instytutu Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza.**

**Dr hab. inż. Adam Szurlej jest adiunktem w Katedrze Inżynierii Gazowniczej Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu w AGH w Krakowie.**

#### Literatura

- [1] Eastring: diversifying Eustrim's portfolio, <http://www.naturalgas-europe.com/eastring-diversifying-eustrim-portfolio-24818>
- [2] Łoskot-Strachota A., *Nord Stream 2: policy dilemmas and the future of EU gas market*, Norwegian Institute of International Affairs, Policy Brief 2/2016.
- [3] Gałczyński M., Ruszel M., Turowski P., Zawisza A., Zajdler R., *Globalny rynek LNG*, Wydawnictwo Rambler, Warszawa 2015, s. 54–55.
- [4] *Natural Gas Information 2015*, International Energy Agency, Paris 2015.
- [5] Ruszel M., *Security in the natural gas supplies to the countries of the Visegrad Group*, International Multidisciplinary Scientific Conferences on Social Sciences & Arts, SGEM 3-9 September 2014, Bulgaria, Conference Proceedings, volume 1, Albena 2014, s. 3–9.
- [6] Ministerstwo Gospodarki, Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od 1 stycznia 2014 r. do 31 grudnia 2014 r., Warszawa 2015.
- [7] Turowski P., *Bezpieczeństwo dostaw gazu dla Grupy Wyszehradzkiej i pozostałych państw Unii Europejskiej*, „Kwartalnik Bezpieczeństwo Narodowe”, nr 30 (2014), BBN, Warszawa 2014, s. 113.
- [8] Eurogas; [www.eurogas.org](http://www.eurogas.org) (dostęp: 5.03.2016 r.)
- [9] Kaliski M., Janusz P., Szurlej A., *Wpływ kryzysu gazowego rosyjsko-ukraińskiego z początku 2009 r. na rynek gazu ziemnego w Polsce*, „Gaz, Woda i Technika Sanitarna”, t. 83, nr 7–8, 2009, s. 2–5.
- [10] The GVR Gas Vehicles Report, Number 168, 2016;
- [11] BP: BP Statistical Review of World Energy. June 2015; [www.bp.com](http://www.bp.com) (dostęp: 5.03.2016 r.)

# Czeski system przesyłu gazu

Zuzanna Kucerova

## Pierwsze plany tranzytu przez Czechosłowację

Pomysły dotyczące eksportu rosyjskiego gazu ziemnego do Europy Środkowej i Zachodniej pojawiły się po raz pierwszy w połowie lat 60. ubiegłego wieku. Możliwość eksportu została początkowo przez stronę rosyjską odrzucona – ze względu na potrzebę optymalizacji spadającego wydobycia na Ukrainie, a następnie potwierdzona, ale tylko w ilości 1 miliarda metrów sześciennych rocznie dla całej byłej Czechosłowacji. Po tej decyzji rozpoczęła się budowa pierwszego międzynarodowego gazociągu, noszącego nazwę Bratrství („Braterstwo”) o nominalnej średnicy 700 mm oraz nominalnym ciśnieniu 5,5 MPa. Wraz z oddaniem go do eksploatacji w 1967 roku rozpoczęła się dystrybucja rosyjskiego gazu ziemnego na terenie Czechosłowacji (Słowacji i Południowych Moraw), a następnie pilotaż tranzytu do Austrii. W efekcie doszło do przedstawienia się Czechosłowacji z gazu miejskiego na gaz ziemny.

Rozważano kilka wariantów dalszego rozwoju przesyłu gazu rosyjskiego do Europy Środkowej i Zachodniej. W roku 1970, w następstwie negocjacji technicznych i politycznych, zapadła decyzja, by gazociąg pełniący tę funkcję biegł przez terytorium Czechosłowacji. Od tego momentu realizacja przedsięwzięcia przebiegała niezwykle szybko, a firma Transgaz miała się do tego w istotny sposób przyczynić w kolejnych latach.

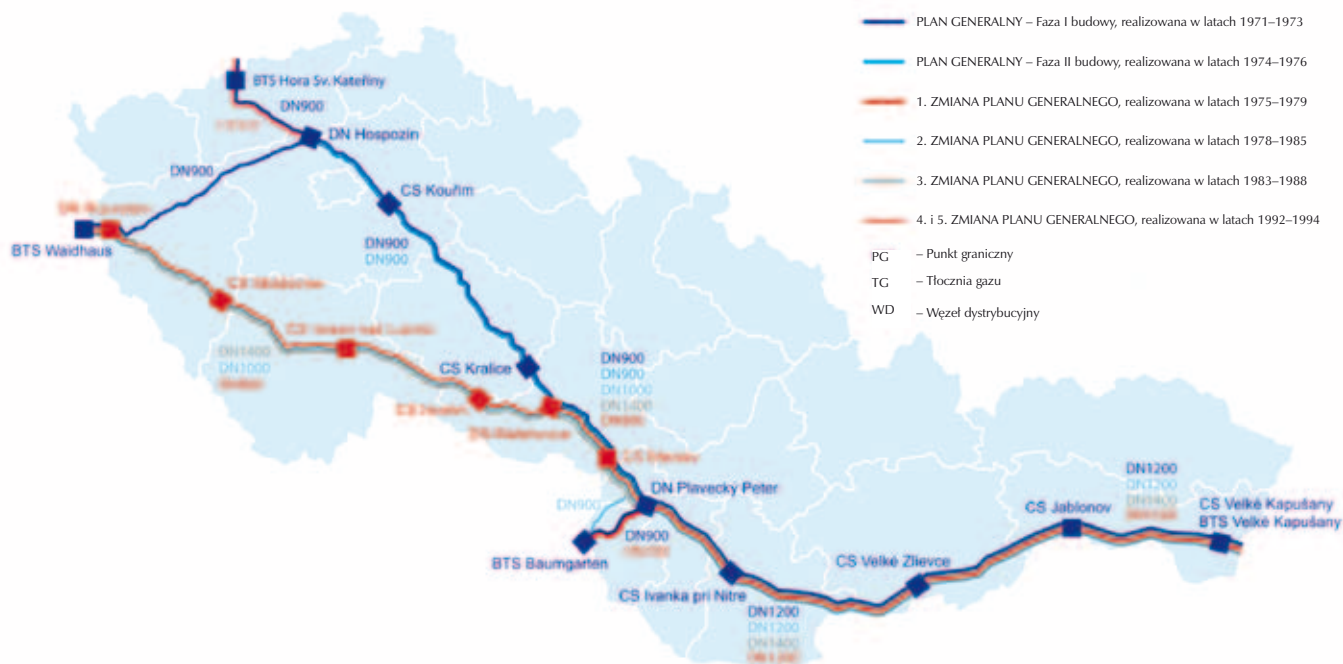
## Powstanie i rozwój systemu przesyłowego w Czechosłowacji

W wyniku zawarcia porozumienia międzyrządowego z grudnia 1970 roku, w kwietniu 1971 r. powstało przedsiębiorstwo państwowe Tranzitní plynovod Praha (działające za granicą pod nazwą Transgas). Powierzono mu rolę bezpośredniego inwestora i operatora mającego powstać w przyszłości systemu tranzytu gazu. Przez kolejne dwa lata wybudowano i oddano do eksploatacji około 1100 km gazociągów o średnicach DN 1200 i DN 900 oraz trzy tłocznie gazu, co miało na celu dotrzymanie terminów uruchomienia przesyłu gazu do Austrii (Baumgarten), Niemiec Zachodnich (Waidhaus) oraz Niemiec Wschodnich (Hora Svaté Kate iny).

Kryzys naftowy z 1973 roku wzmocnił znaczenie gazociągu tranzytowego jako źródła alternatywnej czystej energii z nowego obszaru geograficznego. Po ukończeniu pierwszego etapu budowy gazociągu tranzytowego nastąpiły kolejne, a wraz z nimi stopniowy wzrost zdolności systemu. Wiązało się to również z koniecznością rozbudowy zdolności w gazociągach na terenie ZSRR, w których budowie Transgas również uczestniczył.

Tempo wzrostu zdolności przesyłowej czechosłowackiego systemu tranzytu gazu w latach 80. i 90. ubiegłego stulecia było imponujące. Wychodząc z poziomu 28 miliardów m<sup>3</sup> rocznie, który wielu uznawało za wystarczający w perspek-

## Rozwój systemu tranzytu w Czechosłowacji w latach 1971–1991



tywie wielu lat, zdolność przesyłowa rosła stopniowo w tym okresie do 53,0 mld m<sup>3</sup>, następnie do 73,0 mld m<sup>3</sup>, by ostatecznie osiągnąć 80,0 mld m<sup>3</sup> rocznie.

### Rozpad Czechosłowacji

1 stycznia 1993 roku Czechosłowacja została podzielona na Republikę Czeską i Republikę Słowacką i z tą samą datą dokonano również terytorialnego przydziału majątku w ramach czechosłowackiego systemu tranzytowego. Ta sama zasada miała zastosowanie przy podziale kontraktów na tranzyt. W wymiarze handlowym podział czechosłowackiego systemu tranzytowego dokonał się ostatecznie rok później, 1 stycznia 1994 roku, kiedy to uruchomiona została nowa stacja graniczna w Lanžhot, na granicy czesko-słowackiej.

### Ostatnie lata

W 2001 roku czeski rząd zdecydował się na prywatyzację czeskiego przemysłu gazowniczego, a nowym akcjonariuszem spółki została firma RWE Gas. W związku z wprowadzonym ustawowo wymogiem „rozdziłu prawnego” działalność OSP została wydzielona i począwszy od 2006 roku zaczęła być prowadzona pod szyldem RWE Transgas Net. W 2010 roku spółka RWE Transgas Net zmieniła nazwę na NET4GAS s.r.o. w ramach trwającego nadal procesu rozdziłu działalności przesyłowej od handlu gazem, zgodnie z polityką regulacyjną Unii Europejskiej, która zakładała pełne rozdzielenie strategii brandingowych dla działalności przesyłowej od działalności handlowej zintegrowanych pionowo przedsiębiorstw gazowych.

W roku 2013 Grupa RWE sprzedała posiadane akcje NET4GAS konsorcjum złożonemu z firm Allianz Capital Partners i Borealis Infrastructure. Allianz to największy w Europie

### NET4GAS

NET4GAS s.r.o. posiada wyłączną koncesję na pełnienie funkcji operatora systemu przesyłowego (OSP) w Republice Czeskiej i jest następcą prawnym przedsiębiorstwa państwowego Tranzitní plynovod Praha (działającego za granicą pod nazwą Transgas). Spółka dysponująca zdolnościami przesyłowymi dla zaspokojenia zapotrzebowania zarówno krajowego, jak i zagranicznego, rocznie przesyła około 45 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego (z czego około 15% przypada na krajowe zużycie). NET4GAS eksploatuje ponad 3800 km gazociągów, trzy stacje graniczne, cztery tłocznie gazu i prawie sto stacji gazowych na połączeniach z krajowym systemem dystrybucji gazu. Spółka jest członkiem Czeskiego Stowarzyszenia Gazowniczego, organizacji międzynarodowych, w tym ENTSO, GIE, EASEE-gas, a także grup roboczych w ramach Międzynarodowej Unii Gazowniczej (IGU) i Marcogaz.

45-letnia historia NET4GAS to lata sprawnego, bezpiecznego i niezawodnego świadczenia usług dla klientów 24 godziny na dobę przez 7 dni w tygodniu. Dzięki korzystnej lokalizacji w samym sercu Europy Czechosłowacja, a później, Republika Czeska, zawsze odgrywała ważną rolę na europejskim rynku gazu.

ubezpieczyciel i drugi pod względem wielkości podmiot zarządzający aktywami na świecie, inwestujący w aktywa alternatywne, takie jak infrastruktura i źródła odnawialne, od 1998 roku. Borealis to specjalizująca się w branży infrastruktury część OMERS, jednego z największych kanadyjskich funduszy emerytalnych, inwestująca w infrastrukturę od 1998 roku.

Charakterystyka obecnego systemu przesyłowego w Republice Czeskiej



## Nowe połączenia w Europie Środkowej

Do końca lat 90. ubiegłego wieku korytarz tranzytowy biegnący przez Ukrainę, Słowację i Czechy/Austrię był jedyną drogą eksportu rosyjskiego gazu ziemnego do Europy. W 1999 roku zaczął działać gazociąg jamalski, biegnący przez terytorium Polski, i od tego momentu rozpoczęło się częściowe przesuwanie wolumenów gazu eksportowanych z Rosji na nowe trasy. Trend ten był kontynuowany na przełomie lat 2011/2012, kiedy to doszło do realizacji projektu gazociągu Nord Stream, biegnącego pod dnem Morza Bałtyckiego, oraz jego połączenia z czeskim systemem przesyłowym za pośrednictwem gazociągu OPAL w Niemczech. W tym celu spółka NET4GAS wybudowała gazociąg GAZELLE wraz ze stacją graniczną Brandov, dokonując jednej z największych inwestycji infrastrukturalnych ostatnich lat w Czechach.

W celu dalszego podniesienia bezpieczeństwa dostaw energii w Europie, w okresie 2011–2015 NET4GAS zrealizowała kolejne projekty, które miały na celu zwiększenie zdolności przesyłu zwrotnego w kierunku z zachodu na wschód oraz poprawę połączeń z podziemnymi magazynami gazu oraz operatorami sąsiednich systemów przesyłowych.

NET4GAS nadal odgrywa czynną rolę w łączeniu i integracji europejskich rynków gazu, zwłaszcza poprzez realizację projektów w ramach korytarza północ-południe, umożliwiających połączenie czeskiego systemu przesyłowego z nowymi drogami dostaw i źródłami gazu ziemnego.

NET4GAS eksploatuje obecnie gazociągi służące do międzynarodowego tranzytu i krajowego przesyłu gazu ziemnego o łącznej długości ponad 3800 km, średnicy nominalnej od DN 80 do DN 1400 oraz ciśnieniu nominalnym od 4,0 do 8,4 MPa.

Wymagane ciśnienie gazu w gazociągach zapewniają tłocznie gazu znajdujące się w miejscowościach: Kralice nad Oslavou, Kouřim, Břeclav i Veselí nad Lužicí. Łączna zainstalowana moc tłoczni to 243 MW.

Gaz ziemny odbierany i dostarczany jest w punkcie wejścia i wyjścia z Republiki Czeskiej, tzn. jego ilość i jakość są mierzone na stacjach granicznych na styku pomiędzy Czechami a Słowacją w Lanžhot oraz pomiędzy Czechami a Niemcami w Hora Svaté Kateřiny, Olbernhau, Brandov i Waidhaus. Na połączeniu między Czechami a Polską pomiar gazu odbywa się w stacji granicznej Cieszyn po polskiej stronie.

Gaz ziemny z systemu przesyłowego jest przesyłany za pośrednictwem 94 stacji zdawczo-odbiorczych do krajowych sieci dystrybucyjnych, bezpośrednio przyłączonych odbiorców i podziemnych magazynów gazu. Na wszystkich stacjach zdawczo-odbiorczych są zainstalowane układy pomiarowe do celów handlowych.

**Zuzanna Kucerova**

**Autorka jest starszym specjalistą ds. prawnych, regulacyjnych i komunikacji w NET4GAS s.r.o.**

# Przemysł gazowniczy w Słowacji

**Jan Klepac**

Słowacja to niewielki kraj, istniejąca w nim infrastruktura do tranzytu i magazynowania gazu ziemnego czyni go istotnym graczem na europejskim rynku gazu. Może się to jednak zmienić, gdy wprowadzone zostaną w życie plany budowy nowych gazociągów tranzytowych, co mogłoby utrudnić Słowacji walkę o udział w rynku.

**N**ie jest to jedyne wyzwanie, z jakim boryka się słowacki sektor gazu, gdyż w całej Europie spada zapotrzebowanie na gaz. Słowacja jest krajem wyjątkowym ze względu na to, że przez jej terytorium przebiega największy system tranzytu gazu ziemnego w UE. System słowackich gazociągów tranzytowych ma zdolność przesyłu 94 miliardów m<sup>3</sup> gazu rocznie, a Słowacja pozostaje największym eksporterem rosyjskiego gazu do Europy Zachodniej. Dysponuje również znacznymi pojemnościami magazynowymi, które wynoszą prawie 3 mld m<sup>3</sup>. W porównaniu z wielkością rocznego zużycia gazu przez Słowację, kształtującego się na poziomie ok. 5 mld m<sup>3</sup>, ta wielkość oznacza, że Słowacja jest w stanie przechowywać pod ziemią ilość gazu odpowiadającą ponad 50 procent jej rocznego zużycia. W Europie jedynie Austria może pochwalić się wyższym wskaźnikiem. Jednocześnie, pod względem stopnia

gazyfikacji Słowacja ustępuje tylko Holandii. W kraju istnieją 33 tysiące kilometrów gazociągów dystrybucyjnych, które docierają do 78–79 procent miast i wsi, zamieszkiwanych przez 94 procent ludności. Można powiedzieć, że poza Łomnicą w Wysokich Tatrach i górskimi baczkami, gaz jest dostępny wszędzie. Wszystkie te czynniki powodują, że Słowacja w skali europejskiej jest liczącym się graczem na rynku gazu.

Przed jakimi wyzwaniami stoi słowacki sektor gazu? Istnieją wyzwania dotyczące całego europejskiego sektora gazowego, w tym Słowacji. Trzy lata temu Międzynarodowa Agencja Energetyczna wydała raport zapowiadający nastanie złotego wieku gazu. Rzeczywiście, ta prognoza sprawdza się wszędzie z wyjątkiem Europy. Zużycie gazu wyraźnie rośnie w skali globalnej, zwłaszcza w obu Amerykach i w południowo-wschodniej Azji, a wzrost ten napędzany jest głównie przez tak ogromne

gospodarki, jak Chiny i Indie. Światowe zużycie gazu rośnie w ostatnich latach w tempie 1,7 procent rocznie. Nie dotyczy to jednak Europy. Tutejsze zapotrzebowanie w minionych dwóch–trzech latach dramatycznie spadło.

Czym jest to spowodowane? Dostrzegam pięć głównych przyczyn. Pierwszą z nich jest wydobycie gazu z łupków w USA. Stany Zjednoczone są pierwszym krajem, któremu udało się pozyskiwać gaz ze struktur łupkowych. Dzięki ogromnym złożom gazu z łupków Stany Zjednoczone od 2012 roku wydobywają więcej gazu niż Federacja Rosyjska. Ten tani gaz wyparł jednak z amerykańskiego bilansu energetycznego węgiel, który w efekcie jest eksportowany do Europy. Ma on bardzo niską cenę, znacznie niższą niż sprzedawany w Europie gaz ziemny. Oznacza to, że gaz staje się niekonkurencyjny w sto-

sjami (ETS), cena wynosi około 5 euro. Nadal jednak producentom energii opłaca się kupować tani amerykański węgiel i spłacać koszty nadwyżki emisji CO<sub>2</sub> tanimi limitami. Sądzę, że system ETS w obecnym kształcie się nie sprawdza i konieczna jest likwidacja albo rekonstrukcja programu.

Trzeci czynnik, a zarazem jeden z najpoważniejszych problemów sektora energetycznego ma związek z odnawialnymi źródłami energii, korzystającymi z pokaźnego wsparcia zarówno na szczeblu UE, jak i krajowym. Na razie obserwujemy pewne działania zaradcze, ponieważ na odnawialne źródła energii płynęły ogromne kwoty, pochodzące z naszych kieszeni. Dopóki trwa sztuczne dotowanie tych źródeł, dopóty gaz ziemny może być konkurencyjny tylko w minimalnym stopniu.

Czwarty czynnik – i jedyny pozytywny – wiąże się z działaniami podejmowanymi na rzecz poprawy efektywności energetycznej, tzn. aby produkować bardziej efektywnie przy mniejszym zużyciu energii. Jest to krok we właściwym kierunku.

Piąty czynnik to trwający kryzys w UE, kiedy to oszczędności i mniejsze zapotrzebowanie doprowadziły do spadku produkcji przemysłowej, a zatem również zużycia gazu. Perspektywy dla rozwoju zużycia gazu w przyszłości nie wskazują na żadne radykalne zmiany, natomiast wydaje się, że poziom zużycia gazu ustabilizował się i przestało ono spadać.

Nastawienie Komisji Europejskiej wobec gazu ziemnego budzi kontrowersje. Z jednej strony, wspiera ona nowe projekty infrastruktury gazowej, jednak z drugiej spycha gaz ziemny do kategorii brudnych paliw kopalnych. Generalnie rzecz biorąc, zależność regionu Europy Środkowej od rosyjskiego

gazu jest bardzo silna. Jednak kryzys gazowy ze stycznia 2009 roku, kiedy to Słowacja na 12 dni została odcięta od rosyjskiego gazu, zintensyfikował współpracę między krajami Grupy Wyszehradzkiej (V4), czyli Słowacją, Węgrami, Czechami i Polską. Współpraca ta doprowadziła do powstania koncepcji korytarza północ–południe, wspieranego również przez UE, ponieważ zwiększa on bezpieczeństwo dostaw, umożliwiając sprowadzanie do Europy Środkowej gazu ze źródeł alternatywnych do Rosji. Projekt powinien połączyć polski terminal skroplonego gazu ziemnego (LNG) w Świnoujściu z planowanym terminalem LNG na chorwackiej wyspie Krk. Jest to plan obejmujący terytorium wszystkich krajów Grupy V4 oraz Chorwacji. Połączenie chorwacko-węgierskie działa już od dwóch lat, rok później uruchomiono połączenie słowacko-węgierskie. Obecnie trwa ocena studium wykonalności połączenia Słowacja–Polska. Terminal w Świnoujściu powinien dysponować roczną zdolnością dostaw 5 mld m<sup>3</sup> w pierwszej fazie, z możliwością dalszej rozbudowy do 10 mld m<sup>3</sup>. Kraje Grupy V4 to rynek odbierający rocznie 41 mld m<sup>3</sup> gazu. Korytarz może zatem zmniejszyć zależność tego regionu od rosyjskiego gazu, ale nie całkowicie ją zlikwidować.

Korytarz gazowy północ–południe



sunku do węgla. W rezultacie w Europie zamknięto kilka wysokosprawnych, opalanych gazem elektrowni, pracujących w cyklu skojarzonym. Przykładów nie trzeba daleko szukać: E.ON wstrzymał eksploatację jednej ze swoich najnowocześniejszych elektrowni w cyklu skojarzonym w miejscowości Malženice w zachodniej Słowacji, ponieważ obecnie jest ona nierentowna. Jednym ze skutków tej sytuacji jest również to, że USA poprawiają stan swojego środowiska poprzez redukcję emisji CO<sub>2</sub>, natomiast w Europie niweczone są efekty osiągnięte do tej pory w ramach unijnego programu 20-20-20 (zakładającego do roku 2020 redukcję emisji gazów cieplarnianych w UE o 20 procent w stosunku do poziomu z roku 1990, zwiększenie o 20 procent udziału energii produkowanej ze źródeł odnawialnych oraz poprawę efektywności energetycznej o 20 procent), a środowisko jest zatrufane CO<sub>2</sub> emitowanym w wyniku spalania taniego amerykańskiego węgla.

Drugi czynnik ściśle łączy się z pierwszym, a są nim niskie ceny emisji CO<sub>2</sub>. Trzy czy cztery lata temu cena emisji utrzymywała się na poziomie 28–30 euro za tonę. Na początku 2013 roku spadła do 3 euro, a dzisiaj, dzięki opóźnieniu sprzedaży (*backloading*) limitów w unijnym systemie handlu emi-

Istnieją jednak również drogi przesyłu gazu omijające Słowację, np. gazociąg Nord Stream I, a kolejne są planowane, np. Nord Stream II. Słowacja już zaczęła odczuwać skutki budowy nowej infrastruktury. Cztery lata temu otwarto pierwszą nitkę gazociągu Nord Stream, biegnącego z miejscowości Wyborg w Rosji do Greifswaldu w Niemczech, pod dnem Morza Bałtyckiego. W ubiegłym roku rozpoczęto rozmowy o budowie drugiej nitki gazociągu. W efekcie, wolumen przesyłu gazu przez Słowację zmniejszył się o około 20 miliardów m<sup>3</sup>.

Co może zrobić Słowacja, by pozostać znaczącym graczem w branży przesyłu gazu?

W roku 2008 Eustream, firma zajmująca się przesyłem gazu ziemnego i operator systemu przesyłowego w Słowacji, podpisał – na zasadzie *ship-or-pay* – 20-letni kontrakt z firmą Gazprom Export na przesył gazu w ilości wynoszącej średnio 50 miliardów m<sup>3</sup> rocznie, tzn. odpowiadającej ponad połowie zdolności przesyłowej gazociągów w Słowacji. Oznacza to, że Eustream znajduje się w całkiem dobrej kondycji. Rzeczywistość jednak nieustannie się zmienia. UE przygotowuje się do wystąpienia przeciwko rosyjskiemu monopolistom w eksporcie gazu z zarzutem nadużywania jego dominującej pozycji w Europie Środkowej i Wschodniej. Według zestawienia opublikowanego przez rosyjski dziennik „Izwestija”, w lutym 2015 roku Gazprom naliczał najwyższe ceny gazu tym krajom, które są

- powstanie (nieistniejącego obecnie) korytarza między Europą a Turcją,
- cenne korzyści w postaci przejrzystego ustalania cen na podstawie notowań na odznaczających się wysoką płynnością europejskich giełdach gazu.

Jest wielce prawdopodobne, że w niedalekiej przyszłości Rosja wybuduje tylko jedną z czterech nitek gazociągu Turkish Stream, o dostępnej zdolności wynoszącej 16 miliardów metrów sześciennych, przeznaczonej w całości do zaspokojenia zapotrzebowania Turcji. W przypadku przyznania pozwolenia na drugą nitkę tego gazociągu, przy obecnym braku infrastruktury potrzebnej do dalszego transportu do Europy, Rosja będzie silnie zdeterminowana, by doprowadzić do budowy dodatkowego połączenia z Europą. Z tej perspektywy projekt Eastring jest najlepszym spośród dostępnych rozwiązań, ponieważ umożliwia szybką realizację, spełnia wymogi wszystkich stosowanych procedur i może przekierować gaz rosyjski z dowolnego źródła do istniejącej infrastruktury (z zachowaniem obowiązujących kontraktów), pozwalając na jego swobodny dopływ do Europy. Eastring jest całkowicie zgodny ze wszystkimi aktualnymi przepisami unijnymi (gwarantując stosowanie zasady TPA na niedyskryminacyjnych warunkach), i może zapewnić również tranzyt nadwyżek rosyjskiego gazu transportowanego gazociągiem Turkish Stream w kierunku Europy Zachodniej.

Projekt nastawiony jest na rozwiązanie bieżących problemów na europejskiej mapie gazowej i podchodzi do nich w sposób bardzo pragmatyczny i ekonomiczny, zgodnie z zasadami wolnego rynku i ustawodawstwem unijnym.

Zapewnia dostawy gazu i dywersyfikację dróg transportu dla krajów w regionie Europy Południowo-Wschodniej i podnosi ich bezpieczeństwo dostaw (a także szerszego regionu). Umożliwi on również przejrzyste kształtowanie cen w tych krajach poprzez powiązanie ich z najbliższymi centrami handlu gazem w Europie.

Natychmiast po zakończeniu budowy możliwe byłoby otwarcie rynku tureckiego na dostawy gazu z Europy Zachodniej. Jednocześnie LNG lub gaz dostępny na rynku tureckim mógłby docierać do Europy, w tym na Ukrainę.

W przyszłości projekt byłby w stanie umożliwić nieograniczone dostawy gazu z rejonu Morza Kaspijskiego (lub Bliskiego Wschodu) do wszystkich części Europy poprzez skierowanie gazu z nowych źródeł do najbardziej wydajnej europejskiej infrastruktury (centralny korytarz w punkcie Velke Kapusany).

Oznaczałoby to również dodatkowe możliwości wykorzystania istniejących aktywów tranzytowych i magazynowych w Europie, a zwłaszcza w tym regionie.

**Jan Klepac**

**Autor jest dyrektorem wykonawczym Słowackiego Stowarzyszenia Gazu i Nafty.**



całkowicie lub w dużym stopniu zależne od gazu rosyjskiego, natomiast ceny dla krajów o zdywersyfikowanych dostawach gazu są niższe. Reakcją Gazpromu może być uwolnienie kontraktów na tranzyt gazu. Uważam zatem za niezmiernie istotne, by Słowacja w aktywny sposób weszła do tej gry, aby istniało coś w rodzaju „dyplomacji energetycznej”, ponieważ bez tego nasz kraj po prostu wypadnie z gry.

Dlatego w grudniu 2014 r. zaproponowaliśmy słowackiemu operatorowi systemu przesyłowego Eustream JSC budowę nowego interkonektora pod nazwą Eastring. Istnieją trzy ważne powody, uzasadniające istnienie Eastring:

- zapewnienie bezpieczeństwa dostaw poprzez dywersyfikację dróg i źródeł dostaw,

# Widzę potencjał do dalszych usprawnień regulacyjnych



Rozmowa z Michałem Kurtyką, wiceministrem energii

**Strategię dla rynku energii opisuje formalnie obowiązująca „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”. Czy można już dzisiaj wskazać, w jakim kierunku i kiedy potoczą się prace nad nową strategią – „PEP 2050”?**

Projekt „Polityki energetycznej Polski do 2050 roku” podlegał konsultacjom społecznym i międzyresortowym w sierpniu i wrześniu ubiegłego roku. Podczas ich trwania kilkadziesiąt podmiotów zgłosiło kilkaset uwag do dokumentu i załączników. To świadczy o dużym zainteresowaniu i dużej wadze tego dokumentu dla sektora energetycznego. Ministerstwo Energii planuje aktualizację projektu tego dokumentu, obejmującą zarówno część strategiczną, jak i działania wykonawcze.

**Unijny szczyt klimatyczny w październiku 2014 roku wytyczył ramy dla jednolitego europejskiego rynku energii do 2030 roku. Konferencja klimatyczna COP 21 w Paryżu w grudniu 2015 r., z aktywnym i pozytywnym udziałem przedstawicieli rządu RP, doprowadziła do podpisania globalnej umowy klimatycznej. Co nowego Polska zamierza wnieść w debatę nad przyszłością światowej polityki klimatycznej?**

Porozumienie nie nakłada prawnie wiążących zobowiązań finansowych dla Polski, a nasz kraj będzie się nadal dobrowolnie angażował w finansowanie klimatyczne zgodnie z zapowiedzią Beaty Szydło, prezesa Rady Ministrów, podczas COP 21 (8 mln USD do roku 2020).

Porozumienie Paryskie przyjęło 195 państw stron konwencji klimatycznej i Unia Europejska. Nie wyklucza ono udziału paliw kopalnych, w tym węgla, w polskim miksie energetycznym. Kluczowy jest natomiast rozwój nowych, niskoemisyjnych technologii paliw kopalnych, pozwalających na znaczące i ekonomicznie efektywne redukcje emisji. Jednym z priorytetów Porozumienia Paryskiego jest utrzymanie wzrostu globalnej temperatury do poniżej 2 st. C do końca wieku,

a Polska wskazuje w nim, że równie istotna jest kwestia absorpcji dwutlenku węgla, jak sprawa jego emisji.

**Pomimo zapewnień poprzedniego rządu, od ośmiu lat rynek gazu w Polsce nie doczekał się prawa gazowego ani dostosowanego do wymogów UE rozwiązania systemu wsparcia dla kogeneracji. Czy Ministerstwo Energii planuje inicjatywy ustawodawcze sprzyjające rozwojowi rynku gazu, szczególnie, że praktycznie mamy już zdyweryfikowane i bezpieczne kierunki dostaw paliwa gazowego?**

Liberalizacja rynku gazu postępuje, i to jest niezaprzeczalny fakt. Na korzyści z tym związane zaczynają już zwracać uwagę sami odbiorcy gazu. Na pewno skutecznym krokiem okazało się nowe gazowe rozporządzenie taryfowe z 2013 roku, wprowadzające taryfę jako cenę maksymalną. Widać to po programach rabatowych oferowanych przez PGNiG SA i PGNiG Obrót Detaliczny. Wzrasta przywóz gazu z zagranicy przez podmioty inne niż dominujący dostawca.

Obrót na giełdzie towarowej dzięki obliwu giełdowemu wzrósł prawie 11-krotnie w porównaniu z ubiegłym rokiem. Cały czas pracujemy nad europejskimi kodeksami sieciowymi i odpowiednim dostosowaniem do nich prawa krajowego – obecnie zamówienia mocy na interkonektorach odbywają się na zasadach aukcyjnych, a niewykorzystywane przepustowości są ponownie udostępniane rynkowi. Zakończono prace nad ustawą wdrażającą REMIT.

Dużo się dzieje, ale nadal widzę potencjał do dalszych usprawnień regulacyjnych, usuwających bariery wejścia. Wszystkie te działania, biorąc jeszcze pod uwagę dodatkowe możliwości dywersyfikacji dostaw surowca, które stworzy terminal LNG w Świnoujściu – moim zdaniem – pozwolą w pełni wykorzystać korzystne z punktu widzenia odbiorców trendy na światowym rynku gazu. Jednakże równie ważne, jak właściwie działający rynek, jest bezpieczeństwo dostaw gazu w sytuacjach kryzysowych.



Dlatego należy również pamiętać o planowanym przez Komisję Europejską rozpoczęciu prac nad zmianą rozporządzenia w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego w celu zwiększenia jego skuteczności. Zakończenie prac nad tym rozporządzeniem w UE będzie dobrym punktem wyjścia do podjęcia działań na szczeblu krajowym. Warto w tym miejscu dodać, że zapasy gazu są powszechnie używane w Europie i uważane za najefektywniejszy środek pokrywania zwiększonego zapotrzebowania na gaz w sezonie zimowym oraz w sytuacjach kryzysowych. Szczególnie było to widoczne w czasie kryzysu gazowego w 2009 r. oraz w sytuacji wydłużonych szczytowych poborów gazu w zimie w 2012 roku. Będziemy również wspierali fizyczną dywersyfikację źródeł dostaw gazu do Polski na przykład poprzez bezpośrednie połączenie z Norwegią.

### **Kiedy można oczekiwać dostosowania prawa krajowego do wyroku Trybunału Sprawiedliwości UE w sprawie taryfowania cen gazu ziemnego?**

Dalsze stopniowe uwalnianie cen gazu wydaje się nieuchronne. Szczególnie, że prezes URE wydał już wiele decyzji zwalniających z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, czyli

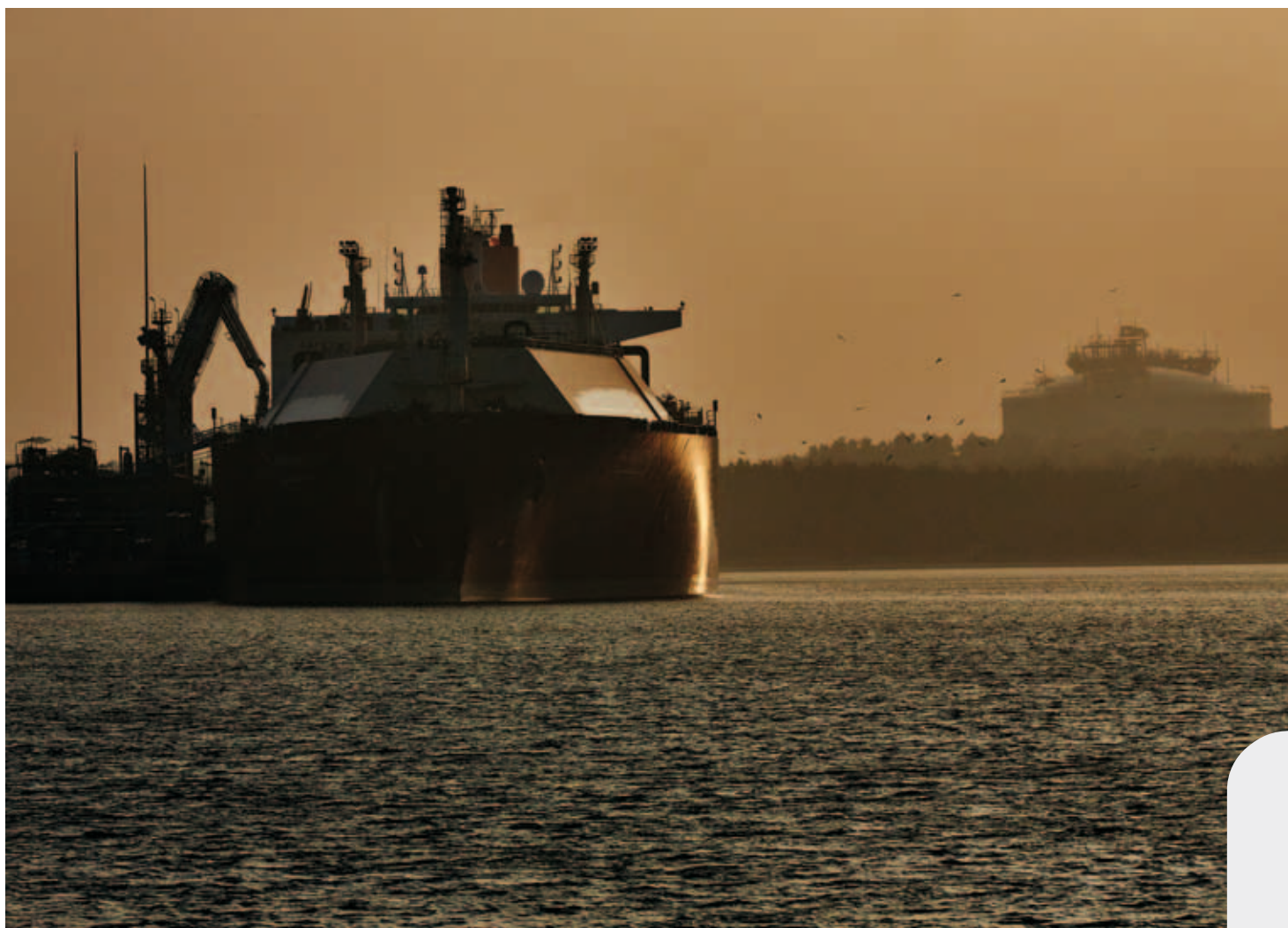
proces postępuje. Nie zapominajmy, że od 2009 roku Komisja Europejska jest zdeterminowana doprowadzić do zaprzestania regulowania cen dla odbiorców innych niż domowi.

Jednakże cały proces powinien uwzględniać zarówno obecny stan rynku, jak i perspektywy jego rozwoju. Dotyczy to m.in. poziomu dywersyfikacji, rozwoju połączeń transgranicznych i trendów cenowych na rynkach światowych, biorąc pod uwagę interesy wszystkich uczestników rynku, w tym przede wszystkim siłę nabywczą, sytuację i pozycję oraz ewentualne ryzyko nadmiernego wzrostu cen dla odbiorców gazu.

Musimy także pamiętać o ochronie interesów odbiorców domowych, zwłaszcza tych wrażliwych. Potrzeba jeszcze wiele pracy, aby stworzyć prawdziwą konkurencję dla tego segmentu odbiorców.

Wydaje się, że dziś jest dobry czas na wypracowanie kompleksowego rozwiązania kwestii regulacji cen gazu. Pogodzenie interesów wszystkich interesariuszy będzie musiało znaleźć odzwierciedlenie w propozycjach legislacyjnych dotyczących dostosowania prawa krajowego do wyroku TSUE.

Rozmawiał  
**Adam Cymer**



# U progu reformy PZP

Jarosław Kola

Każda z dotychczasowych nowelizacji prawa zamówień publicznych reklamowana była jako panaceum na bolączki polskiego rynku zamówień publicznych. Jednak po czasie próby okazywały się co najmniej niedoskonałe lub niedostatecznie efektywne.

Najlepszym przykładem jest tu nowelizacja obowiązująca od jesieni 2014 roku, anonsowana jako likwidacja tzw. dyktatu najniższej ceny. Niestety, wpłynęła ona głównie na zmianę statystyk, a przy tym zwiększyła popularność antykonkurencyjnych zjawisk, takich jak np. praktyki sztucznego manipulowania parametrami ofert.

Coraz mocniej akcentowano więc potrzebę przygotowania całkowicie nowej propozycji legislacyjnej, kompleksowo dostosowującej regulacje prawne do problemów zdiagnozowanych w ciągu dekady stosowania ustawy obowiązującej obecnie. Dobrą ku temu okazją wydawała się konieczność implementacji aktów prawa UE z zakresu zamówień publicznych. Jak wiadomo, postulat tego nie udało się zrealizować. W moim przekonaniu, nie należy jednak mówić o katastrofie. Po pierwsze, nie sposób pomijać, że wobec opublikowanego w kwietniu ubiegłego roku projektu nowej ustawy sformułowano istotne zastrzeżenia. Wydaje się więc, że czasowe odstępstwo od pomysłu przygotowania całkowicie nowej ustawy na rzecz nowelizacji, z uwagi na krótkie terminy implementacji prawa unijnego, okaże się znacznie bezpieczniejsze dla polskiego systemu zamówień publicznych i dla polskiej gospodarki. Po drugie, analiza najnowszego projektu nowelizacji, choć także niewolnego od kontrowersyjnych propozycji, pozwala stwierdzić, iż jest on interesującą i z całą pewnością odważną próbą przeciwdziałania najpoważniejszym niedomaganiom.

Raz jeszcze należy podkreślić, że w dłuższej perspektywie jako konieczne oceniam przygotowanie całkowicie nowej ustawy, kompleksowo odpowiadającej na wyzwania, przed jakimi stoi dziś polska gospodarka. Niemniej jednak projekto-

wane rozwiązania z pewnością już teraz znacząco wpłyną na praktykę udzielania zamówień publicznych, i przynajmniej w części z nich można upatrywać szansy na usprawnienie systemu zamówień publicznych w Polsce w co najmniej kilku newralgicznych obszarach.

Po pierwsze, przygotowywana obecnie nowelizacja wyraźnie zmienia paradygmat myślenia ustawodawcy o funkcjach prawa zamówień publicznych i wydaje się, że jest to zmiana w dobrym kierunku. Projekt wyraźnie uwzględnia formułowane już od dawna – zarówno przez uczestników rynku, jak i doktrynę, a ostatecznie wyartykułowane w unijnych dyrektywach – postulaty przesunięcia akcentów z funkcji ochrony konkurencji, przejrzystości i wydatkowania środków publicznych na rzecz wzmocnienia mechanizmów prorozwojowych. To niewątpliwie dobry zwistun, który może napawać optymizmem wobec potrzeby opracowania całkowicie nowej ustawy.

Warto zasygnalizować kilka najważniejszych zmian, jakie zamierza się wprowadzić nowelizacją. Jedną z najważniejszych dotyczyć będzie modyfikacji zasad weryfikacji zdolności podmiotowej wykonawców. Implementacja do polskiego systemu prawnego mechanizmu Jednolitego Europejskiego Dokumentu Zamówienia powinna przyczynić się do usprawnienia postępowań. Oczywiście, regulacja procedury stosowania tzw. JEDZ wymaga jeszcze dopracowania i usunięcia istotnych wątpliwości, zgłaszanych w toku prac nad projektem nowelizacji, a w których WKB także aktywnie uczestniczy. Niemniej jednak wydaje się, że na obecnym etapie prac legislacyjnych można spodziewać się wypracowania rozsądnych rozwiązań w tym zakresie.

Innym kluczowym elementem planowanej modernizacji prawa zamówień

publicznych jest wzmocnienie systemu wielokryterialnego modelu oceny ofert. Przypomnijmy, że aktualna wersja projektu zakłada, że zamawiający będą mogli stosować kryterium ceny o wadze przekraczającej 60% tylko i wyłącznie w przypadku zamówień o ustalonych standardach jakościowych. Istnieją poważne wątpliwości co do tego, czy taki wymóg znajdzie się również w ostatecznej treści ustawy nowelizującej. Rzeczywiście bowiem narzucenie sztywnych wag kryterium ceny na takim poziomie jawi się jako kontrowersyjne i może okazać się przeciwskuteczne. Nie wolno zapominać o tym, że tak wyraźne preferowanie kryteriów pozacenowych będzie wymagało wielkiego wysiłku od zamawiających. Z drugiej jednak strony, ta odważna zmiana wychodzi naprzeciw formułowanym postulatam rynku. To co jest pewne, to determinacja projektodawców w zakresie dostosowania polskiego systemu zamówień do paradygmatu *best value for money*, i to niewątpliwie można ocenić pozytywnie.

Prorozwojowych mechanizmów w projekcie jest oczywiście więcej. Zgodnie z założeniami projektodawców, zamówienia publiczne mają stać się bardziej przyjazne zarówno dla zamawiających, jak i wykonawców, m.in. poprzez ułatwienia dla działalności innowacyjnej. Umiejętne stosowanie nowych przepisów rzeczywiście może stać się istotnym narzędziem optymalizacji działań dokonywanych na rynku zamówień publicznych. W tym miejscu warto więc zasygnalizować, że nowelizacja obejmie nie tylko model oceny ofert, lecz dotyczyć będzie także regulacji opisu przedmiotu zamówienia, dzielenia zamówień na części czy tzw. wspólnych zakupów kilku zamawiających. Szczególnie interesujące wydaje się wprowadzenie nowego trybu,

jakim ma być ustanowienie partnerstwa innowacyjnego.

Na uwagę zasługują też zmiany, jakimi ma zostać objęty mechanizm modyfikacji postanowień umowy zawartej w wyniku postępowania o udzielenie zamówienia publicznego, a także budząca duże wątpliwości nowa regulacja tzw. zamówień *in-house*. W zakresie zmian umowy wypada zasygnalizować, że – według projektu – wprowadzony zostanie katalog przesłanek dopuszczających zmiany umowy. Uregulowane zostanie również pojęcie „zmiany istotnej”. Przede wszystkim należy podkreślić olbrzymią wagę regulacji zmian umowy, albowiem będzie ona dotyczyła także umów zawartych przed dniem wejścia w życie ustawy.

O zmianach dotyczących tzw. zamówień *in-house* należy, oczywiście, wspomnieć, jednakże na szczegółową ich analizę warto jeszcze poczekać. Wprawdzie, kształtując projekt w zakresie *in-house*, projektodawcy w istocie w niewielkim stopniu zmodyfikowali postanowienia dyrektyw, jednakże w toku konsultacji uzgodnieniowych pojawiły się bardzo poważne zastrzeżenia co do skutków wprowadzenia mechanizmu *in-house* dla polskiej gospodarki. Wydaje się, że ze względu na brak szczegółowych analiz, a zarazem niezwykłą doniosłość tej części planowanej nowelizacji dla polskiej gospodarki, warto byłoby wstrzymać się z wprowadzaniem do polskiego systemu prawnego rozbudowanej regulacji *in-house* do czasu podjęcia prac nad całkowicie nowym prawem zamówień publicznych.

Ten pobieżny przegląd pokazuje, jak doniosłe są planowane zmiany. Już dziś wiadomo, że wywrą one niebagatelny wpływ na praktykę funkcjonowania rynku zamówień publicznych. Dlatego WKB monitoruje proces legislacyjny od początku prac nad nowelizacją i aktywnie w nich uczestniczy. Z całą pewnością warto odpowiednio przygotować się do nowej rzeczywistości „zamówieniowej”, bo poza koniecznością zmiany wielu przyzwyczajzeń niesie ona ze sobą także liczne szanse rozwoju dla wszystkich uczestników rynku zamówień publicznych w Polsce.

**Jarosław Kola, prawnik w kancelarii WKB Wierciński, Kwieciński, Baehr Sp. k.**

Model zakupowy w PSG sp. z o.o.

## To nie podsumowanie, a głos w dyskusji

**Grzegorz Romanowski**

Zakończył się maraton konferencyjnych spotkań na temat modelu zakupowego w Polskiej Spółce Gazownictwa. Od pierwszego seminarium w Ożarowie Mazowieckim, które odbyło się w 2015 roku, maraton ten trwał do 18 lutego bieżącego roku. Tych konferencji odbyło się sześć, w każdym oddziale spółki.

**T**ymczasem zmieniło się całe kierownictwo spółki. Nie wiadomo zatem, co z tego ogromnego wysiłku pozostanie. Nowy zarząd musi mieć czas na analizę i własne przemyślenia. Co prawda, życzę jak najlepiej niestrudzonej w tej pracy pani dyrektor Departamentu Zakupów, ale rzeczywistość potrafi być nieubłagana i popsuć nawet największe starania. Jest jednak w tym wszystkim kilka spraw, o których warto napisać.

Olbrzymia frekwencja przedstawicieli firm wykonawczych na wszystkich spotkaniach najlepiej świadczy o tym, że ta dyskusja była bardzo potrzebna. I oby nie poszła na marne. A drobne korekty, wprowadzone do polityki zakupowej w wyniku zgłaszanych uwag, przyjmuję jako otwarcie na krytykę i postulaty wykonawców. Skorygowanie drobnych zapisów w prezentowanym modelu zakupów to tylko początek, a nie rozwiązanie nabrzmiałych problemów związanych z przetargami na roboty budowlane, dostawy urządzeń i wyspecjalizowanych usług.

Odniosłem wrażenie, że na tych konferencjach zabierali głos przedstawiciele firm zatroskanych o jakość i bezpieczne standardy i terminy realizacji. Podawane przykłady i omawiane problemy świadczyły o dobrej znajomości wykonawczego rynku gazowniczego. Było pełne zrozumienie dla odpowiedzialności PSG za publiczny pieniądź, a także świadomość

mość zagrożeń przy kryterium najniższej ceny, niedokładnych opisach technicznych, niedopracowanych szczegółach. Wykonawcy bardzo dobrze znają swoje możliwości i wiedzą z kim konkurują w zdobywaniu zleceń. Nie można jednak oczekiwać, że będą na siebie donosić, co było denerwującym i niepotrzebnym akcentem płynącym z za prezydialnego stołu tych konferencji. Nie na tym ma polegać dialog między zleceniodawcą i zleceniobiorcą. Przede wszystkim musi być czas na rozmowy techniczne i negocjacje.

W wewnętrznym podziale kompetencyjnym w Polskiej Spółce Gazowniczej model zakupowy przygotowali prawnicy. I charakterystyczną cechą tych konferencji był brak – poza symbolicznymi akcentami – inżynierów i przedstawicieli techniki z działów inwestycji i eksploatacji. A jeśli byli, to najczęściej milczeli. Jakby istniał wewnętrzny konflikt, kto jest ważniejszy i co jest ważniejsze w zakupach w firmie odpowiedzialnej za dystrybucję gazu ziemnego. Nieznaczna liczba przedstawicieli techniki obniżała rangę i ze spotkania na spotkanie utwierdzała mnie w przekonaniu, że mamy do czynienia z zastępowaniem techniki paragrafami. Rozumiem, że trudno jest zapanować nad 84 tysiącami dostawców i prawie 9 tysiącami postępowañ w ciągu roku, z czego około 80% dotyczy robót budowlanych, realizacji sieci i przyłążeń. Ale w takiej branży, jaką jest ga-

zownictwo, nie mylmy zakupu przysłowiowego papieru z zakupami urządzeń, które mają czuwać nad bezpieczeństwem przesyłanego gazu. Niestety, w tej polityce zakupowej chce się pomieścić te nieporównywalne towary. To zarzewie wewnętrznego konfliktu i, niestety, słabość modelu. Rozumiem, jak ważna dla czuwania nad publicznym pieniądzem jest skala zakupów, ekonomicznie uzasadniona cena, optymalne i innowacyjne rozwiązanie techniczne i tak dalej. Ale nikomu nie udało się tego pomieścić w jednym. A tu wyczuwam taką próbę.

I jeszcze ważna – w moim przekonaniu – uwaga: zła strona tej prezentacji to niepotrzebna troska o wszystkich wykonawców. Każdy może wziąć udział w przetargu, jeżeli tylko chce. Jestem zdecydowanym tego przeciwnikiem. Jestem za rynkiem zorganizowanym, inaczej – rynkiem bardzo szczegółowo opisanym. To opisanie, sparametryzowanie, wymaga ciężkiej pracy, ale jest możliwe. Bo przecież jest wiedza i doświadczenie branżowe. A słane zaproszenia i oczekiwanie na udział w przetargach

jak największej grupy dostawców i wykonawców niczemu nie służą. Terminy realizacji i tak bowiem nie są dotrzymywane, a zmiany urządzeń i ostatecznej ceny jest praktykowane. Inwestor nie może być dobrym wujkiem, bo nie taka jego rola. Inwestor ma precyzyjnie opisać i domagać się realizacji oczekiwań dokładnie nakreślonych w SIWZ i w dialogu technicznym. Tu prawnicze kwalifikacje nie wystarczają. Wręcz przeciwnie, mogą być przeszkodą.

Ponadto, proszę mnie przekonać, że organizacyjnie inwestor jest w stanie nadzorować i zgodnie z dyrektywą ISO wizytować nieskończoną liczbę dostawców. Przecież to niewykonalne. To po co takie życzeniowe zasady wprowadzać do modelu polityki zakupowej. Proszę mnie do tego przekonać faktami, a nie ujmować dobroduszością. Inwestor to nie podmiot gospodarczy, troszczący się o dobre samopoczucie wszystkich wykonawców, tylko bezwzględny cerber, egzekwujący swoje oczekiwania, wcześniej precyzyjnie opisane i ustalone. To kontroler wizytujący co najmniej raz

w roku swoich wytypowanych dostawców i wykonawców. W przedstawianym na tych konferencjach modelu zakupowym, co prawda, pojawiło się kryterium klasyfikacji wykonawców na potencjalnych, prekwalizowanych, kwalifikowanych i zablokowanych, ale na użytek wewnętrzny. A dlaczego nie publiczny, dla wiedzy wszystkich działających na rynku?

Świadomie powyżej napisałem „swoich wytypowanych dostawców i wykonawców”, bo do tego, żeby zapanować nad jakością i terminową realizacją trzeba mieć sprawdzone i kontrolowane podmioty gospodarcze, regularnie weryfikowane. Tłumaczenie, że prowadzi to do monopolizacji rynku wykonawczego jest nieprzekonującym argumentem. Potwierdzają to rynki bardziej doświadczone i rozwinięte. Wykonawcy chcą wiedzieć, jakie wymagania obowiązują, jakie standardy muszą spełnić, aby robić biznes w danej branży. Jeśli są przygotowane, to wchodzi na dany rynek. Jak tracą umiejętności, bo zaniedbują swój rozwój i innowacyjność, to muszą wyjść z danego rynku i szukać innych możliwości albo nadrobić konkurencyjne zapóźnienie. To literatura ekonomiczna nazywa rynkiem zorganizowanym, uregulowanym, bo wszyscy wiedzą, jak się na nim zachowywać. On jest potrzebny branży gazowniczej jak glebie woda. Dlatego tak ważne jest kontynuowanie tej dyskusji, ale nie po to, aby rozmawiać, tylko aby to prowadziło do coraz lepszego rynkowego współdziałania.

I tutaj rysuje się wielka kreatywna rola inwestorów i Izby Gospodarczej Gazownictwa. W branży gazowniczej mamy do czynienia z monopolem wielkich inwestorów. Małe i średnie firmy wykonawcze w branży gazowniczej żyją ze zleceń głównie tych gigantów. Warto więc połączyć wysiłki Izby Gospodarczej Gazownictwa z głównymi inwestorami działającymi na polskim rynku i zorganizować rynek wykonawstwa w branży gazowniczej z wykorzystaniem uwag z odbytych konferencji PSG.

**Grzegorz Romanowski**

**Autor jest doradcą zarządu cGas controls Sp. z o.o.**

## Bezpieczeństwo i gwarancja dostaw

Dywersyfikacja źródeł dostaw to bezpieczeństwo energetyczne kraju i komfort naszych Klientów

Zróżnicowane źródła dostaw oraz inwestowanie w nowe przedsięwzięcia gwarantują stabilność dostaw. Nasz cel strategiczny to wzrost wydobycia ropy i gazu. Bezpieczeństwo i jakość to dla nas wartości nadrzędne.



# Kogeneracja

## – dlaczego i jaka?

Andrzej Schoeneich

W „Przeglądzie Gazowniczym” wielokrotnie w latach 2009–2015 pisaliśmy o niezaprzeczalnych zaletach (jednoczesnego) wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji. Generalnie, polityka państwa sprzyjała celowi, jakim jest dwukrotne zwiększenie produkcji z kogeneracji do 2020 r. w porównaniu z poziomem z 2006 r.

Jednak szczegółowe rozwiązania prawne były pełne niekonsekwencji i w latach 2007–2012 poziom systemu wsparcia operacyjnego oparty na certyfikatach uzależniony był od wielkości produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji. Następnie zapaść legislacyjna i brak jednoznacznych opinii Komisji Europejskiej spowodowały prawie 2-letnią przerwę w rozwoju kogeneracji, zaś niekorzystne warunki ekonomiczne – nawet odstawienie bloków gazowych. Dzięki wielkim wysiłkom kompetentnych instytucji, takich jak Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ), dopilnowano nowelizacji prawa energetycznego w 2014 r., przywracając oraz przedłużając system certyfikatów do końca 2018 r.

Powszechnie wiadomo, że okres eksploatacji jednostek kogeneracyjnych jest znacznie dłuższy niż przewidywany okres wsparcia. Zwrot poniesionych lub planowanych kosztów inwestycyjnych w źródła jest na tyle niepewny, że aby osiągnąć – według „Polityki energetycznej Polski do 2030 r.” – poziom 50 TWh produkcji energii elektrycznej (obecnie średnio 24–26 TWh), należy wprowadzić transparentne i długoterminowe mechanizmy wsparcia zgodnie z kolejnymi dyrektywami UE. Dlatego rozproszone dotychczas działania na rzecz rozwoju wysokosprawnej kogeneracji ujednoczono w „Porozumieniu” czterech organizacji samorządu gospodarczego, tj. Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych, Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii oraz IGG. Do końca 2015 r., dzięki ekspertom i sponsoringowi kluczowych firm członkowskich tych izb, wykonano – przy pomocy renomowanych doradców – wiele analiz, przygotowano wiele koncepcji i propozycji rozwiązań, które są w pełni zbieżne zarówno z zaleceniami Komisji Europejskiej, jak i – zdaniem wymienionych izb – oczekiwaniami polskich instytucji rządowych.

Prace objęły między innymi:

- raport o stanie kogeneracji w Polsce w latach 2007–2014,
- analizy dotyczące dozwolonej prawem pomocy publicznej w kontekście unijnym,
- metodykę oceny występowania efektów zachęty oraz zawartości merytorycznej wniosku o wydanie promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej z planowanych jednostek kogeneracyjnych,
- projekt pt. „Aukcyjny mechanizm wsparcia kogeneracji z uwzględnieniem wytycznych KE”,
- analizę krajowego potencjału ciepłownictwa i chłodnictwa.

Prace te jednoznacznie wykazują, że Polska posiada duży i nie w pełni wykorzystany potencjał użytkowego ciepła systemowego i przemysłowego, który może stanowić stabilną bazę dla społecznie **korzystnej produkcji energii elektrycznej** w jednostkach kogeneracji. Oczywiście, ocena rzeczywistych możliwości rozwoju kogeneracji w Polsce poza dostępnym potencjałem technicznym musi uwzględnić bilans kosztów i korzyści, jakie mogą wynikać z rozwoju tej technologii energetycznej dla polskiej gospodarki i społeczeństwa. Ocena taka może być przeprowadzona z uwzględnieniem kilku aspektów.

### Koszty i korzyści ekonomiczne

- **Korzyści społeczne.** Zasadniczą bazę dla dokonania oceny kosztów poszczególnych technologii energetycznych stanowią bezpośrednie koszty, wynikające z ponoszonych nakładów inwestycyjnych, paliw oraz eksploatacji instalacji energetycznych. Ponadto, w rachunku ciągnionym należy uwzględnić koszty, które nie są ponoszone bezpośrednio przez wytwórców, ale w ostatecznym rachunku obciążają społeczeństwo. Określa się je mianem kosztów zewnętrznych wytwarzania energii. Obejmują one najczęściej koszty związane ze zmianami klimatu oraz koszty zdrowotne, wynikające z emisji gazów i cząstek stałych do atmosfery w wyniku procesów spalania paliw. Z przeprowadzonych analiz wynika, że wartość korzyści możliwych do osiągnięcia w przypadku wykorzystania dostępnego dodatkowego potencjału rozwoju kogeneracji w Polsce może sięgać **100–120 mld PLN** w okresie 20 lat.
- **Wyższa konkurencyjność przemysłu.** Własne, wysokosprawne źródło kogeneracyjne (pracujące w trybie autogeneracji) pozwala odbiorcy przemysłowemu zmniejszyć koszt energii zużywanej na potrzeby procesów produkcyjnych. Niższe koszty energii przekładają się na niższe koszty produkcji i większą konkurencyjność wytwarzanych wyrobów na rynku europejskim i światowym. W efekcie możliwy jest rozwój krajowej produkcji przemysłowej, pozytywnie oddziałujący na poziom PKB i inne istotne parametry gospodarcze.
- **Możliwość obniżenia kosztów rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.** Kogeneracja komunalna i przemysłowa, zapewniająca dostawy energii elektrycznej na rynek lokalny, to także redukcja strat energii w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych oraz zmniejszenie ryzyka występowania ograniczeń sieciowych. Mniejsze wykorzystanie sieci energetycznych dzięki kogeneracji wiąże się też z obniżeniem kosztów utrzymania i rozbudowy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych.

### Bezpieczeństwo energetyczne

- **Dbałość o zasoby naturalne.** Kogeneracja to zmniejszenie bieżącego zużycia krajowych surowców (węgla) do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Pozwoli to na zaoszczędzenie tych surowców i tym samym zapewnienie wyższego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii w przyszłości. Bieżące oszczędne gospodarowanie paliwami daje także dodatkowy czas na opracowanie nowych technologii pozyskiwania surowców energetycznych, które w przyszłości pozwolą na lepsze wykorzystanie posiadanych złóż węgla kamiennego.
- **Bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego dzięki zwiększeniu rezerw mocy.** Jeżeli elektrociepłownie będą nowo-

dokończenie na str. 33

# Gazociąg norweski

## – krok do realizacji koncepcji czy gra negocjacyjna

**Marcin Gałczyński**

W ostatnich latach Polska podejmowała wiele działań mających na celu dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego. Należą do nich zwiększanie zdolności importowych z kierunku zachodniego i południowego oraz terminal LNG w Świnoujściu. Inwestycje te obejmują również rozbudowę pojemności magazynowych na terenie kraju. W ostatnim czasie dużo uwagi poświęca się powrotowi do koncepcji budowy gazociągu umożliwiającego przesył gazu norweskiego, jako kolejnego elementu systemu zwiększającego bezpieczeństwo energetyczne.

**N**a tym tle powstaje jednak pytanie: czy budowa gazociągu norweskiego jest obecnie najlepszym rozwiązaniem dywersyfikacyjnym? Czy stanowi jedynie element negocjacji z dostawcami na rynku gazu ziemnego i strategię polegającą na badaniu oczekiwań rynkowych i potencjalnych zachowań podmiotów działających na tym rynku? Celem tego artykułu jest próba zdiagnozowania istniejącej sytuacji i odpowiedź na pytanie, jakie przesłanki należy wziąć pod uwagę przed podjęciem takiej decyzji, której koszt szacowany jest na 8,6 mld EUR.

### KONCEPCJA POŁĄCZENIA Z NORWEGIĄ SIĘGA POCZĄTKU WIEKU

Pomysł na sprowadzanie gazu ziemnego z Norwegii istnieje na polskim rynku od dawna. Już w 2001 roku sygnowano porozumienie z norweskimi spółkami gazowymi, które miało skutkować rozpoczęciem dostaw paliwa z tego kierunku. Ze względu jednak na zaniechanie dalszych działań zmierzających do realizacji projektu, zakończono go dwa lata później. Kolejne lata cechowały powroty do tej koncepcji, odkładanie jej w czasie czy nadawanie jej wyższego lub niższego priorytetu. Od trzech lat przedsięwzięcie to zakwalifikowane jest jako „projekt będący przedmiotem wspólnego zainteresowania” (ang. *project of common interest*) na liście Komisji Europejskiej. W świetle ostatnich informacji decydenci w Polsce coraz częściej powracają do deklaracji o chęci realizacji przedsięwzięcia.

### NORWESKI GAZ MA PŁYNAĆ DO POLSKI PRZEZ DANIE

Projekt połączenia Polski z infrastrukturą przesyłową umożliwiającą dostarczenie norweskiego gazu do Polski przewiduje budowę odnogi gazociągu z Danii (tzw. Baltic Pipe). Według

obecnej dokumentacji, zdolność przesyłowa tej nitki miałaby wynieść 3 mld m<sup>3</sup> rocznie (niespełna 20% rocznej konsumpcji gazu w Polsce), choć założenia te ulegały w czasie zmianom, a przekaz publiczny z ostatnich dni nie porusza kwestii przepustowości. Gazociąg miałby łączyć się z infrastrukturą importową terminalu LNG w Świnoujściu, co umożliwiłoby zaopatrzenie państw skandynawskich z polskiego gazoportu. Zakładana obecnie wartość projektu wynosi 8,6 mld EUR.

### DLACZEGO NORWEGIA?

Norwegia jest drugim po Rosji największym eksporterem gazu ziemnego do Europy. Wolumen gazu sprzedanego do Europy w 2015 roku wyniósł 108 mld m<sup>3</sup> i był wyższy od ubiegłorocznego o 7 mld m<sup>3</sup> (niektóre źródła mówią o 4 mld m<sup>3</sup> różnicy). Państwo to przede wszystkim postrzegane jest jako najbardziej wiarygodny partner handlowy w obszarze dostaw gazu ziemnego.

Mimo znacznego udziału w sprzedaży gazu ziemnego do państw członkowskich Unii Europejskiej, Norwegia jest krajem, którego obecnie udokumentowane złoża gazu ziemnego plasują je dopiero na 16. miejscu na świecie. W 2014 roku szacowane były na 1,9 biliona m<sup>3</sup>, podczas gdy irańskie wynosiły 34 biliony m<sup>3</sup>, zaś rosyjskie 32,6 biliona m<sup>3</sup>. Współczynnik wielkości rezerw do obecnej rocznej produkcji, wskazujący liczbę lat, na które wystarczą obecnie udokumentowane złoża, w przypadku Norwegii wynosi zaledwie 17,7, podczas gdy dla Rosji 56,4, a dla Algierii 67,6. Nie oznacza to bynajmniej, że norweskie złoża wyczerpią się za 18 lat, ponieważ wielkość udokumentowanych zasobów niejednokrotnie zmienia się dynamicznie wraz z nowymi odkryciami bądź wdrożeniem nowej technologii wydobycia. Wielkość ta wskazuje jednak na konieczność podejmowania inwestycji w poszukiwanie i zagospodarowanie nowych złóż.

Tymczasem w okresie niskich cen, demotywiających inwestorów do inwestycji w zagospodarowanie nowych źródeł gazu ziemnego, przedstawiciele norweskiego sektora gazu ziemnego zgłosili się do europejskich odbiorców w sprawie zapewnienia odbioru określonych wolumenów w kolejnych latach. Jest to związane zarówno ze spadkiem popytu na gaz ziemny w Europie, forsowanymi zmianami dyskryminującymi węglowodory w miksie energetycznym, jak i z działaniami dywersyfikacyjnymi, takimi jak inwestycje w terminale LNG. Brak deklaracji może wiązać się z zaniechaniem inwestycji w nowe źródła gazu ziemnego lub ze zmianą polityki sprzedażowej Norwegii i ukierunkowaniem nowych inwestycji na odbiorcę spoza Europy. W długim terminie może stanowić to zagrożenie dla ciągłości dostaw wysokich wolumenów z tego kraju. Brak inwestycji w zdolności wytwórcze rodzi również ryzyko wyższych cen. W tym kontekście należy dziwić się decyzji podmiotów norweskich, które nie wykazują nawet wstępnego zainteresowania polskim projektem.

W odróżnieniu od Norwegii, w państwach, które już dzisiaj działają na rynkach LNG, wskaźniki opisujące stan rezerw są niejednokrotnie dużo korzystniejsze. Ponadto, na rynku LNG zniknięcie jednego państwa z mapy dostawców nie prowadzi do konieczności zaniechania korzystania z infrastruktury. Co więcej, na rynkach LNG istnieje różnorodność: zarówno dostawców, jak i form kontraktowych. Inwestycja w gazociąg powinna być poprzedzona analizą ryzyka i korzyści oraz dokładnym badaniem alternatywnych źródeł zaopatrzenia w gaz

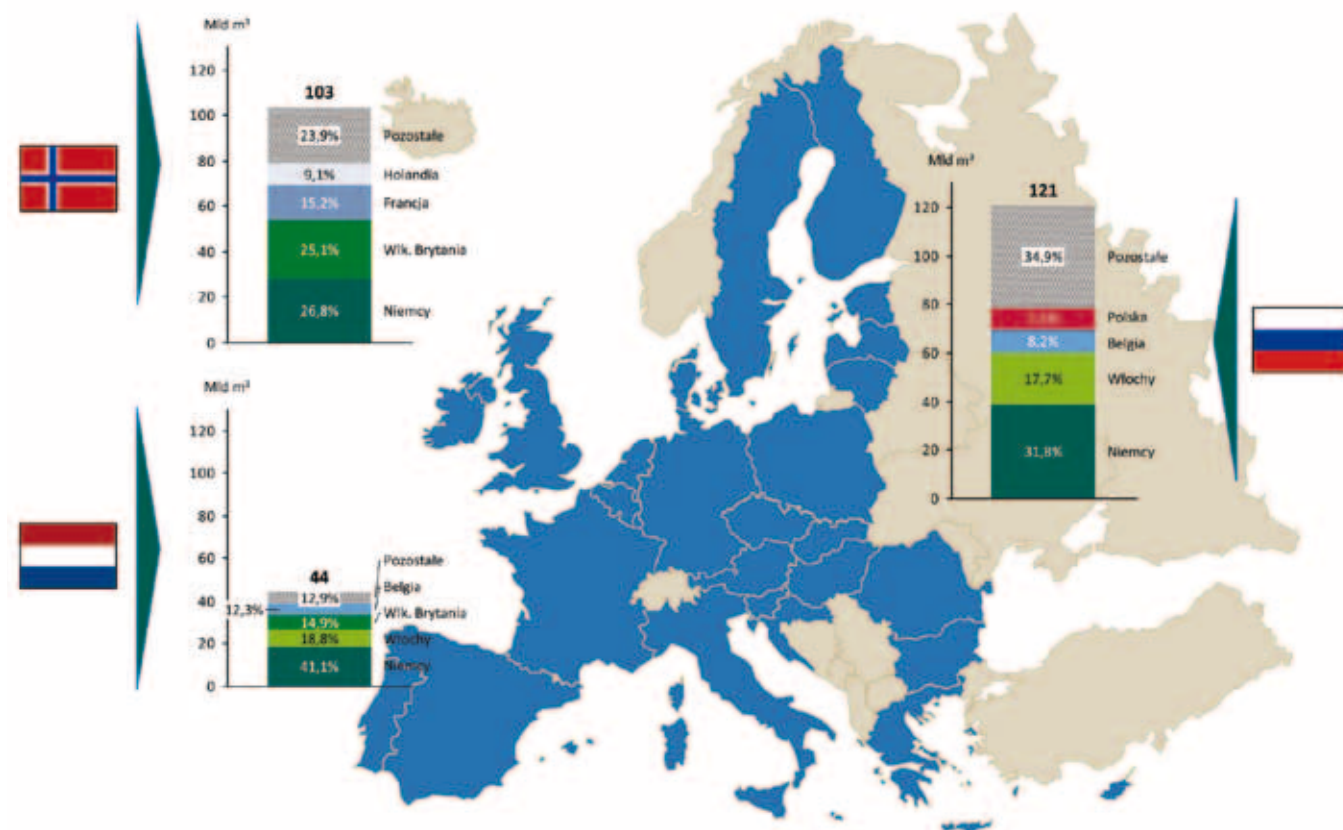
ziemny w perspektywie długoterminowej. Norwegia, jako kierunek dostaw, niewątpliwie posiada jedną cechę, której nie mają inne kierunki – w norweskich złożach węglowodorowych zaangażowane są polskie spółki energetyczne – PGNiG i Lotos. Połączenie gazowe pozwoliłoby na sprzedaż wydobywanego przez nie paliwa w kraju oraz zwiększałoby bezpieczeństwo energetyczne państwa.

## DYWERSYFIKACJA KOSZTUJE

Obecne w przekazie publicznym informacje dotyczące planu budowy gazociągu umożliwiającego przesył gazu norweskiego lub gazu wydobywanego przez PGNiG nie odnoszą się bezpośrednio do konkretnego projektu, zwłaszcza do podłączenia do infrastruktury, która miała powstać w ramach projektu Skanled, łączącego Norwegię ze Szwecją i Danią. Jest to istotne zwłaszcza ze względu na to, że obecnie nie funkcjonują przesłanki do wznowienia projektu Skanled po jego zawieszeniu w 2010 r. w związku z oczekiwaniem zmniejszonego zapotrzebowania na gaz ziemny. W tej sytuacji przedsięwzięcie musi opierać się na istniejącej infrastrukturze lub przewidywać znaczne zaangażowanie Polski.

Największa norweska spółka gazowa – Statoil – w świetle komunikatu nie wykazuje zainteresowania udziałem w przedsięwzięciu łączącym norweskie źródła gazowe z odbiorcami w Polsce. Również norweski operator sieci przesyłowej Gassco nie planuje obecnie inwestycji w połączenia gazowe z Europą

Główne kierunki dostaw gazu ziemnego do Europy w 2014 r.<sup>1</sup>



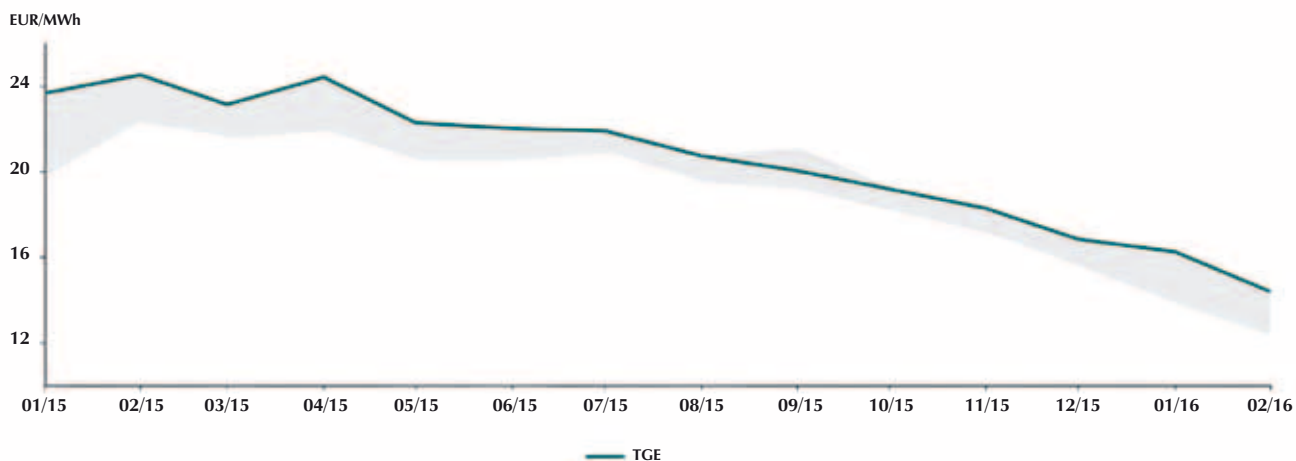
<sup>1</sup> Dane obejmują dostawy do państw europejskich spoza Unii Europejskiej z wyłączeniem państw Wspólnoty Niepodległych Państw, Ukrainy i Turcji  
Źródło: BP Statistical Review 2015.

kontynentalną. W takim przypadku zaangażowanie kapitałowe pozostaje po stronie polskich spółek i ewentualnych partnerów. Mimo dofinansowania ze środków Unii Europejskiej projekt stanowi duże przedsięwzięcie finansowe. Już dzisiaj decydenci zastanawiają się, w jaki sposób doprowadzić do socjalizacji kosztów terminalu w Świnoujściu. Na Litwie zdecydowano się na wprowadzenie obligo zakupowego dla określonych w ustawie podmiotów, co pozwala na finansowanie infrastruktury. W Polsce rozwiązanie jeszcze nie istnieje. Polityka Unii Europejskiej w zakresie bezpieczeństwa energetycznego (w tym gazowego) przewiduje wsparcie inwestycyjne dla projektów strategicznych w tym zakresie oraz wprowadza obowiązki dotyczące funkcjonalności elementów infrastruktury. Wysokość wsparcia musi być jednak uzasadniona względami rynkowymi i służyć jako pokrycie kosztów rzeczywiście uzasadnionych. Bezpieczeństwo energetyczne też musi być wycenione i wsparcie na realizację tego celu dostosowane do rzeczywiście uzasadnionych kosztów jego zapewnienia.

Zakłada się, że projekty powinny być samowystarczalne pod względem ekonomicznym. Koszty towarów energetycznych wpływają na sytuację gospodarczą kraju w kilku aspektach,

ności importowej gazociąg jest znacznie droższy. Czy zatem korzyści, jakie przyniesie, będą w stanie zrekomensować tę różnicę? Z jednej strony – bezpieczeństwo energetyczne wymaga poniesienia określonych dodatkowych kosztów. Z drugiej jednak ryzyko wycenia się na rynku każdego dnia. Strategie energetyczne państw opierają się na wybranych paliwach, a analiza ryzyka prowadzi do tworzenia optymalnego koszyka paliwowego. Optymalizacja koszyka, w przypadku państw bazujących na dostawach zewnętrznych, może doprowadzić do stworzenia warunków zmniejszających poziom tego ryzyka. Inwestycje w infrastrukturę dywersyfikacyjną również służą temu celowi. Kosztem społeczeństwa jest koszt utrzymania elementów systemu przesyłowego i odbiorczego. Stanowi on premię za zmniejszenie poziomu ryzyka. Należy jednak zaznaczyć, że niewłaściwa organizacja socjalizacji kosztów na tworzonym wspólnym rynku energii może stanowić realne zagrożenie dla polskich spółek sektora energetycznego, które muszą konkurować z ich odpowiednikami z zagranicy. Jakiegokolwiek podejmowane w kraju przedsięwzięcie infrastrukturalne musi być przeanalizowane z uwzględnieniem trzech aspektów: wartości dodanej dla systemu bezpie-

Rozpiętość średnich cen spot gazu ziemnego na wybranych rynkach Unii Europejskiej<sup>1</sup>



<sup>1</sup> Dane obejmują rynki PEGAS (NCG, GSP, TTF, TRS, PEG), OTE, PXE, TGE  
Źródło: Zajdler Energy Lawyers & Consultants na podstawie giełd.

a bezpieczeństwo musi mieć uzasadnioną rynkowo cenę. Wybrane polskie przedsiębiorstwa, konsumujące duże ilości gazu ziemnego (np. sektory azotowy czy petrochemiczny), będą musiały liczyć się z większymi kosztami paliwa, z czym wiąże się pogorszenie konkurencyjności ich produktów w porównaniu z produktami zagranicznych spółek. Polski przemysł jest przemysłem energochłonnym, co jest charakterystyczne dla większości krajów Europy Środkowo-Wschodniej. Jakakolwiek socjalizacja kosztów musi brać pod uwagę konkurencyjność polskiej gospodarki. W tym kontekście należy zastanowić się nad wyborem najbardziej optymalnego kosztowo przedsięwzięcia dywersyfikacyjnego. Budowa terminalu w Świnoujściu kosztowała ok. 1 mld euro i pozwoli na import 5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Gazociąg jest inwestycją ośmiokrotnie droższą (z czego prawie połowa kosztów finansowana ma być ze środków Unii Europejskiej). W przeliczeniu na jednostkę zdol-

ności gazowego, ekonomicznej samowystarczalności oraz analizy kosztów społecznych. Polska już dzisiaj posiada infrastrukturę umożliwiającą znaczne zmniejszenie zależności gazowej od Rosji. Jednak zależność ta będzie istniała, a projekt połączenia z Norwegią jest kolejnym krokiem do jej obniżenia. Czy jest on konieczny? Polityka Unii Europejskiej zakłada solidarność państw na rynku energetycznym.

Obecnie można powiedzieć, że solidarność ta nie funkcjonuje w takim zakresie, w jakim życzyłyby sobie tego wybrane państwa członkowskie, w tym Polska. To właśnie nasz kraj jest inicjatorem zmian w polityce bezpieczeństwa Unii Europejskiej, czego przykładem są choćby działania na rzecz zmiany rozporządzenia w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego (994/2010). Państwa są pozostawione sobie i prowadzą własną politykę energetyczną. W tym kontekście działania dywersyfikacyjne są jak najbar-



dziej słuszne. Jak już wspomniałem, nie pozostają one jednak bez wpływu na gospodarkę, zwłaszcza że już dzisiaj gaz ziemny (bez opłat przesyłowo-dystrybucyjnych) jest w Polsce droższy niż na wielu rynkach.

Należy też zauważyć, iż miałyby to być kolejna inwestycja zmniejszająca poziom uzależnienia się od dostaw gazu ziemnego z Rosji. Podejmowane w ostatnich latach działania znacznie go zmniejszają. Należy do nich choćby budowa terminalu LNG w Świnoujściu czy zapewnienie fizycznego rewersu na gazociągu jamalskim (który umożliwia dostawy gazu rosyjskiego z kierunku zachodniego, w części również gazu rosyjskiego). W swoim exposé premier nowo wybranego rządu wskazała na możliwość budowy drugiego terminalu LNG w naszym kraju. Polska prowadzi, i zamierza prowadzić, działania umożliwiające dywersyfikację zewnętrznych dostaw surowca, a budowa gazociągu norweskiego miałyby być jednym z kluczowych ogniw strategii dywersyfikacyjnej. W tym kontekście powstaje zasadnicze pytanie: czy rzeczywiście taka inwestycja jest potrzebna, a jej koszt rynkowo i strategicznie uzasadniony?

## NORWESKI GAZOCIĄG A NORD STREAM 2

Powrót do koncepcji budowy gazociągu stał się bardziej słyszalny po upublicznieniu informacji o planach budowy gazociągu Nord Stream 2, mającego podwoić przepustowość bezpośredniego połączenia gazowego między Federacją Rosyjską a Niemcami. W konsekwencji realizacji projektu tranzyt gazu ziemnego z Rosji do Europy będzie mógł opierać się głównie na połączeniach Nord Stream 1 i Nord Stream 2. W kontekście



*W norweskim Kårstø miał mieć początek gazociąg do Polski.*

bezpieczeństwa energetycznego Polski inwestycja postrzegana jest jako ryzyko polegające m.in. na zmniejszeniu znaczenia gazociągu tranzytowego przez Polskę oraz większym potencjalnie uzależnieniu tej części Europy, w tym Polski, od gazu ziemnego pochodzącego ze źródeł rosyjskich. W podobnym tonie wypowiadają się inne państwa w regionie Europy Środ-

kowo-Wschodniej. W krytyce przedsięwzięcia Nord Stream 2 wskazuje się na jego polityczny, nieuzasadniony ekonomicznie charakter. Ewentualna marginalizacja znaczenia dwóch pozostałych gazociągów w relacji Rosja–Unia Europejska może doprowadzić do wahań w dostawach gazu ziemnego do regionu. Umieszczenie w czasie powrotu do dyskusji o gazociągu norweskim nie wydaje się przypadkowe. Polska wyraża sprzeciw, jednocześnie coraz mocniej akcentując w swojej polityce zmniejszanie zależności od rosyjskiego gazu ziemnego. Jako największy kraj w regionie (spośród państw Unii Europejskiej) mamy ambicję stać się regionalnym centrum gwarancji dostaw gazu ziemnego w regionie. Norweski gazociąg miałyby być istotnym ogniwem realizacji tego celu. Powrót do koncepcji tego gazociągu może mieć na celu manifestację polityki dywersyfikacyjnej.

## NORWESKI GAZOCIĄG JAKO ELEMENT TWORZENIA POLITYKI DYWERSYFIKACYJNEJ

Połączenie gazowe z Norwegią umożliwiłoby zakontraktowanie dostaw gazu ziemnego od uznawanego za najbardziej wiarygodnego eksportera paliwa do Europy. Otworzyłoby również furtkę na przesył gazu ziemnego wydobywanego w ramach polskich inwestycji na Morzu Północnym. Koszt inwestycji jest jednak czynnikiem, który – paradoksalnie – może pogorszyć sytuację odbiorców paliwa w Polsce. W odróżnieniu od inwestycji w infrastrukturę LNG, gazociąg wiąże państwo na długi czas z jednym dostawcą. Decyzja o wyborze źródeł dostaw gazu ziemnego powinna być poprzedzona dokładną analizą kosztów, w tym również kosztów ryzyka, które poniesie polska gospodarka, ale również badania potencjalnych korzyści, wyrażonych chociażby w skłonności eksporterów do negocjacji cen kontraktowych na zdywersyfikowanych rynkach. Jakikolwiek działania inwestycyjne będą miały większy sens, jeśli finalizacja projektu zbiegnie się w czasie z zakończeniem kontraktu na zakup gazu rosyjskiego. Tymczasem dotychczasowe działania w kierunku budowy nowego połączenia gazowego były odwlekane w czasie, a projekt nadal jest w fazie przedinwestycyjnej. Bez względu na to, czy mówimy o gazociągu, o budowie drugiego terminalu skraplającego czy o zwiększeniu zdolności importowej terminalu w Świnoujściu, decyzje muszą być podejmowane stosunkowo szybko. Należy mieć świadomość, że zwiększenie zdolności importowych polepsza polską pozycję negocjacyjną w relacjach z eksporterami. Można zatem spodziewać się, że dalsze działania w tym kierunku wpłyną na elastyczność partnerów handlowych – w tym Rosji.

**Marcin Gałczyński**

**Autor jest analitykiem rynków energetycznych w Zajdler Energy Lawyers & Consultants, doktorantem Kolegium Gospodarki Światowej Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie.**

# Polska hubem gazowym dla Europy Środkowo-Wschodniej?

Robert Zajdler

Huby gazowe są trwałym elementem hurtowego rynku gazu ziemnego w Unii Europejskiej. Ewolowały one w ostatnich latach, aby stać się elementem modelu służącego odmiennej wycenie paliwa gazowego niż indeksacja jego ceny do ceny ropy naftowej i produktów ropopochodnych. Taki model zapoczątkował Henry Hub, tj. pierwsza tego rodzaju instytucja, która zapewniała wycenę paliwa gazowego na podstawie parametrów związanych *stricte* z ryzykiem rynku gazu ziemnego (tzw. wycena *gas-to-gas* czy *hub based indexation*). W tym kierunku poszedł następnie pierwszy w Europie hub – brytyjski National Balancing Point (NBP).

Różnica między nimi polegała m.in. na tym, iż Henry Hub bazował na istniejącej infrastrukturze, ze wszystkimi uwarunkowaniami technicznymi, jakie należało spełnić, aby dokonać obrotu paliwem gazowym (tzw. hub fizyczny), podczas gdy brytyjski NBP tworzy model oparty na wirtualnym miejscu wyceny i handlu gazem ziemnym (tzw. hub wirtualny). Model hubu wirtualnego był następnie wykorzystany przez inne tego rodzaju instytucje powstające w Unii Europejskiej, jak chociażby holenderski TTF.

Obecnie huby gazowe dynamicznie się rozwijają, będąc nie tylko miejscem wyceny paliwa gazowego, ale świadcząc również inne usługi. Dodatkowo, obecnie obserwuje się pogłębiającą się integrację rynku hurtowego gazu ziemnego w Unii Europejskiej, wraz z postępującą integracją platform obrotu oraz unifikacją warunków tego obrotu. W tym kontekście zasadne jest udzielenie odpowiedzi na pytanie: czy stworzenie hubu gazowego w Polsce jest celowe oraz czy może on mieć znaczenie nie tylko dla rynku krajowego, ale również dla rynku gazu ziemnego Europy Środkowo-Wschodniej (tzw. CEE)?

## ISTOTA HUBU GAZOWEGO

Z prawnego punktu widzenia hub jest miejscem, w którym następuje przeniesienie własności paliwa gazowego. W przypadku hubów fizycznych ich infrastruktura definiuje to miejsce. Taka sytuacja występuje m.in. we wspomnianym wcześniej Henry Hub czy w austriackim Baumgarten. Konieczne jest wówczas nie tylko zarezerwowanie przepustowości, ale również „drogi” dotarcia gazu z punktu wejścia do takiej infrastruktury aż do punktu wyjścia do odbiorcy. W przypadku hubów wirtualnych takie utrudnienia nie występują. Konieczne jest zdefiniowanie obszaru, w którym następuje przeniesienie własności paliwa gazowego, co następuje poprzez stworzenie systemu opartego na zdefiniowanych punktach w sieci, które stanowią miejsca wejścia-wyjścia do/ze strefy objętej właści-

wością hubu. Istniejące w Unii Europejskiej huby zazwyczaj definiowały taki obszar w zakresie swoich granic narodowych (np. TTF – Holandia). Paliwo gazowe, które znajduje się na obszarze objętym właściwością miejscową hubu, może być przedmiotem transakcji z jego wykorzystaniem. Huby wirtualne są zatem miejscami, w których dokonywany jest obrót gazem wprowadzonym do systemu objętego właściwością miejscową hubu. Hub rejestruje taki obrót w ramach systemu nominacji, określającego m.in. wolumen obrotu czy strony transakcji.

Hubów nie należy mylić z giełdami gazu. Zasadniczo giełdy gazu umożliwiają dokonanie transakcji z anonimowym podmiotem, również będącym członkiem danej giełdy gazu, oraz zabezpieczają wykonanie takiej umowy. Rolą giełdy gazu w tym modelu jest nominowanie w imieniu stron transakcji do hubu wszystkich transakcji. Transakcje na hubie mogą być również zawierane bez pośrednictwa giełdy, w ramach tzw. umów dwustronnych (ang. *over-the-counter*, OTC). Wtedy strony transakcji notyfikują ją do hubu lub zawierają za jego pośrednictwem (tzw. *bulletinboard*). Wprowadzone regulacje, mające na celu zwiększenie transparentności rynku hurtowego gazu ziemnego, stanowią dodatkowy bodziec dla stron transakcji do korzystania z usług hubu.

## PRZESŁANKI SUKCESU ISTNIEJĄCYCH HUBÓW W UNII EUROPEJSKIEJ

Poddając analizie funkcjonujące w Europie huby gazowe, można wyselekcjonować kilka elementów, które stanowią o ich rynkowym sukcesie. Identyfikacja tych przesłanek sukcesu może być istotna dla oszacowania rynkowej rentowności hubu w Polsce.

Pierwszą przesłanką sukcesu istniejących w UE hubów gazowych jest uproszczenie oraz idąca za tym większa standaryzacja procesów. Platforma obrotu, jaką jest hub, ma w zamyśle upraszczać proces obrotu paliwem gazowym. Sukces niektó-

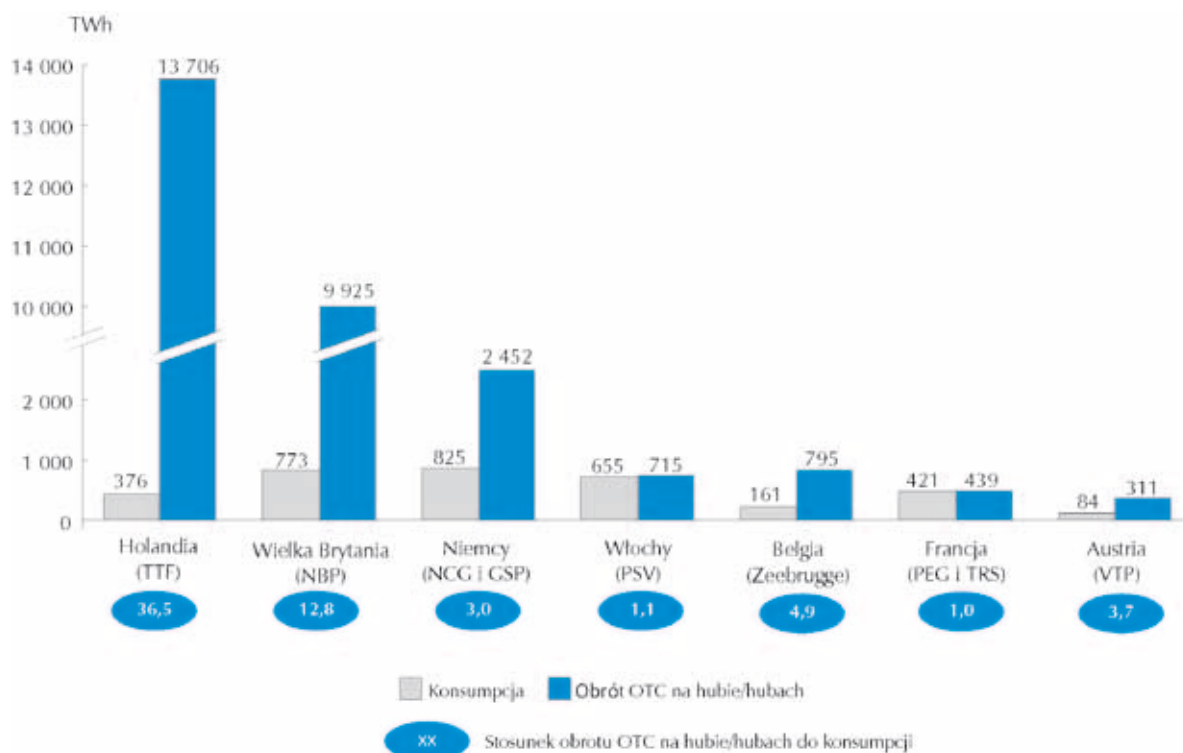
rych europejskich hubów wynika z wprowadzenia dużej standaryzacji procesów, jasnej metodologii działania oraz przewidywalnych kosztów obrotów i zabezpieczeń. Wskazuje się w tym kontekście zwłaszcza standaryzację na hubie brytyjskim NBP. Połączone jest to z przejrzystymi regulacjami rynkowymi. Huby działają efektywnie w tych jurysdykcjach, w których wpływ regulacji publicznych oraz praktyka działania administracji nie stanowią bariery. Regulacje prawne zmniejszające poziom ingerencji administracyjnej dodatkowo wspierają rozwój hubów. Wszelkie ograniczenia regulacyjne, zwłaszcza umożliwiające szerszy niż niezbędny zakres dyskrecyjnych uprawnień, zmniejszają zaufanie do danej platformy obrotu.

Ważną przesłanką jest zaufanie do instytucji oraz kultura obrotu. Zaufanie budowane jest na etapie tworzenia hubu przez wiarygodność podmiotu budującego hub, a następnie poprzez jego funkcjonowanie, a zatem przejrzystość procedur, niedyskryminację oraz standaryzację. Znaczenie ma również

tów rodzi dodatkowo ryzyko zdominowania tej platformy przez podmioty silniejsze, powodując nieadekwatną do sytuacji na rynku wycenę paliwa gazowego. Znaczenie ma też zdywersyfikowany profil podmiotów korzystających z usług hubu. W tym zakresie największe europejskie huby gazowe mogą pochwalić się bardzo zdywersyfikowaną i liczną grupą klientów.

Właściwe funkcjonowanie rynku oraz wielość podmiotów po stronie podaży i popytu skutkują obrotem coraz większymi wolumenami gazu ziemnego na hubie. Wolumen świadczy zarówno o wielkości hubu, jak i jego rynku właściwego. Wolumen – z jednej strony – zapewnia większą elastyczność w zawarciu transakcji, bez konieczności „wyjścia poza hub”, a z drugiej strony – większy wolumen utwierdza rynek w przekonaniu, że dany hub jest wiarygodnym mechanizmem wyceny paliwa gazowego. Dodatkowo, znaczenie ma stosunek wolumenu obracanego na danym hubie do wolumenu gazu będącego przedmiotem transakcji na całym rynku. Im większy jest ten udział,

Obrót OTC na europejskich hubach w 2015 roku w odniesieniu do konsumpcji gazu ziemnego\*



\* Dane o konsumpcji za 2014 r.

Źródło: LEBA, Eurogas, Zajdler Energy Lawyers & Consultants

tw. zakorzeniona kultura obrotu. Obrót towarowy może preferować transakcje dwustronne, ale może dążyć do budowania instytucji pośredniczącej w obrocie. Przykładem tego drugiego modelu jest m.in. rynek USA czy Wielkiej Brytanii. Jak jednak pokazują przykłady hubów gazowych w Europie, kultury obrotu rynek musi się nauczyć, co ma znaczenie m.in. w Polsce, w której taka kultura powoli się buduje.

Kolejną przesłanką sukcesu hubów jest liczba podmiotów korzystających z ich usług. Stanowi ona nie tylko o płynności tej platformy, ale również wpływa na ryzyko związane z możliwością skutecznego zawarcia transakcji. Mała liczba podmio-

tym bardziej dany hub jest „uznany” na jego rynku właściwym. Z powyższym łączą się również różnice w ofertach (tzw. *bid-offerspread*). Na rozwiniętych hubach różnica w cenach ofert kupna i sprzedaży nie jest duża, co świadczy o rzeczywistej wycenie i jej pewności. Duża skala obrotu wtórnego prowadzi do zwiększenia wiarygodności oraz informacji cenowej oraz świadomości uczestników rynku. Hub spełniający ten warunek daje mniejsze możliwości spekulacyjnych zysków, ale zapewnia realną wycenę paliwa gazowego dla uczestni-

dokończenie na str. 30

# Potencjał rynku LNG

Gazoport LNG w Świnoujściu otwiera nowe perspektywy dla rynku gazu w Polsce. Istotnym jego segmentem stać się bowiem może rynek transportowy, w najszerszym rozumieniu tego pojęcia.

Przyzwyczailiśmy się już do ciężkiego transportu samochodowego, napędzanego LNG i komunikacji autobusowej napędzanej LNG, ale postęp techniczny i technologiczny otwiera nowe perspektywy – chodzi o transport kolejowy i wodny, a nawet rolnictwo. Amerykański General Electric, konstruując lokomotywę GE z zestawem NextFuel, jest przekonany, że technologia LNG może zrewolucjonizować transport kolejowy, tak jak w latach 50. XX wieku zrobiły to lokomotywy spalinowe. A lokomotywy napędzane LNG pojawiły się już także w Europie.

statków ze światowej floty, napędzanych LNG, a Norwegia jest liderem, jeśli chodzi o liczbę statków, szczególnie promów fiordowych. Dla Polskiego LNG informacja o kompetencjach polskich stoczni w zakresie projektowania i budowy gazowców LNG powinna być oczywistą zachętą do zainwestowania w takie jednostki, które mogą służyć do regionalnej dystrybucji LNG



Lokomotywa General Electric z zestawem NextFuel.

Transport wodny na coraz większą skalę inwestuje w jednostki napędzane LNG. Co ciekawe – Norwegia i Polska są liderami w tej dziedzinie. Jak szacuje portalmorski.pl, gdańska stocznia z Grupy Remontowa zbudowała prawie jedną piątą wszystkich



Polski projekt związany z wykorzystaniem LNG w kolejnictwie może być wielkim wydarzeniem. Grupa naukowców pod przewodnictwem prof. Adama Tufacekiego z Politechniki Krakowskiej opracowała projekt budowy kolejki wąskotorowej między



Piwniczną Zdrojem a Szczawnicą Zdrojem.

Nowy pociąg LNG będzie jednoczłonowym zespołem trakcyjnym – specjalnym szynobusem, podobnym do jeżdżących w Szwajcarii. Autorzy projektu wskazują, że plusem tego rozwiązania jest to, że kolej-



*M/S Stavangerfjord – pierwszy prom pasażerski na świecie napędzany LNG.*

z terminalu importowego LNG w Świnoujściu do portów bałtyckich lub jako pływające, gazowe (LNG) „stacje paliwowe”, czyli bunkierki (zbiornikowce bunkrowe) LNG.

**Anna Cymer we współpracy z Fundacją Green Fuel**

ka napędzana LNG posiada walory ekologiczne porównywalne z trakcją elektryczną, ale w odróżnieniu od trakcji jest całkowicie nieinwazyjna



wobec krajobrazu. Kolejka ma być atrakcją dla turystów i kilkakrotnie skrócić drogę między miastami.

Samorządy lokalne z wielką determinacją walczą o jej powstanie.

dokończenie ze str. 27

ków rynku. Najbardziej rozwinięte huby gazowe zapewniają zbliżoną wycenę paliwa gazowego w określonym momencie. Ewentualna różnica wynika z rzeczywistych i mierzalnych kosztów, zwłaszcza pomiędzy rynkami, które są ze sobą infrastrukturalnie połączone.

Istnienie rozwiniętego hubu gazowego wymaga funkcjonowania dobrze rozwiniętej infrastruktury, zapewniającej transport gazu pomiędzy hubami do/z magazynów oraz punktów wejścia do sieci krajowej (interkonektory, terminale LNG). Pozwala ona na efektywne wykorzystanie dostępnych mocy przesyłowych oraz potencjału wynikającego ze zmienności cen paliwa gazowego. W tym ostatnim zakresie szczególne znaczenie dla zapewnienia elastyczności mają m.in. magazyny gazu i instalacje LNG. Z powyższym łączy się również zdywersyfikowana struktura dostaw paliwa gazowego. Huby mogące być platformą obrotu paliwem gazowym pochodzącym z różnych kierunków i źródeł dostaw są bardziej atrakcyjne dla uczestników rynku.

Znaczenie mają również usługi i produkty świadczone przy hubie. Obecnie najbardziej rozwinięte huby w UE nie są wyłącznie miejscem przeniesienia własności paliwa gazowego, ale świadczą dodatkowe usługi, odpowiadające na zapotrzebowanie rynku. Należą do nich m.in.: przeniesienie gazu w obrębie hubu, składowanie gazu ziemnego w krótkim terminie, dostarczenie niezakontraktowanej ilości gazu ziemnego, magazynowanie oraz inne specjalistyczne usługi, takie jak np. *peaking* czy *pooling*.

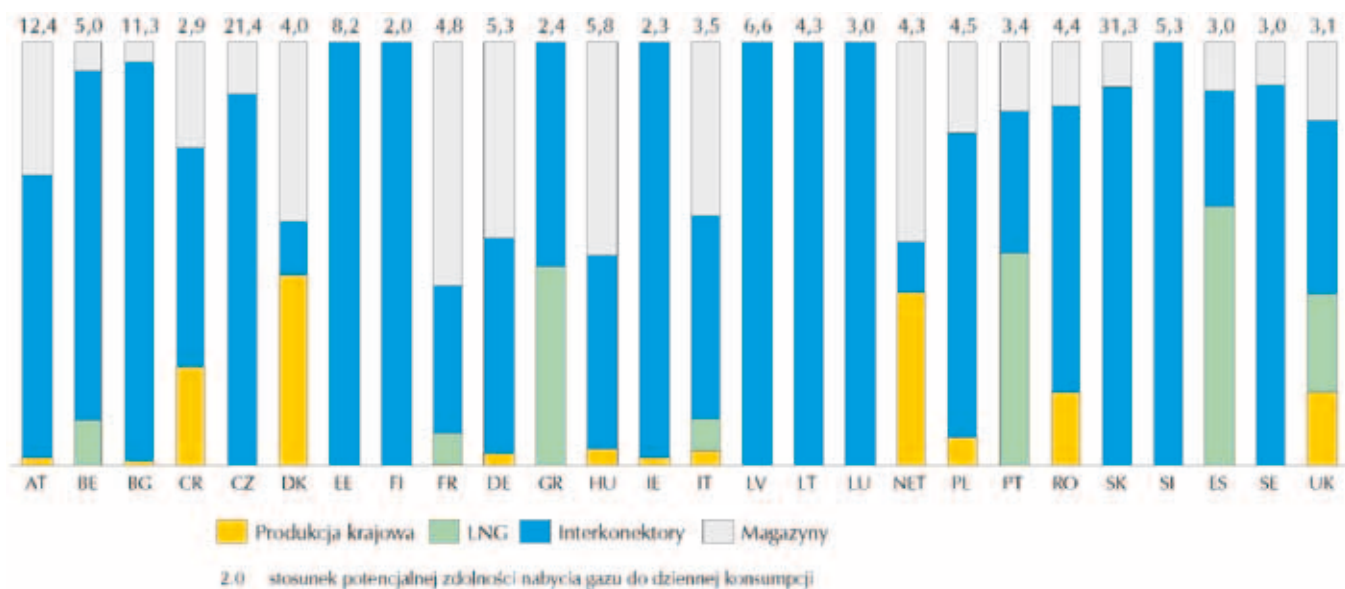
Powyższa lista nie jest wyczerpująca, ale ma na celu pokazać uwarunkowań dla rozwoju hubu w potencjalnej jurysdykcji. Bazuje ona na doświadczeniach istniejących w Europie platform obrotu. W tym kontekście należałoby zastanowić się, jak powyższe uwarunkowania wpływają na powstanie hubu gazowego dla Europy Środkowo-Wschodniej w Polsce.

## POTENCJAŁ ROZWOJU HUBU W POLSCE

Polski rynek gazu ziemnego różni się od większości rynków europejskich. Krajowy poziom produkcji paliwa gazowego, wynoszący około 30% krajowej konsumpcji, jest jednym z wyższych w Unii Europejskiej. Skutkuje to mniejszą zależnością od zewnętrznych źródeł dostaw paliwa gazowego. Dokonane już inwestycje w połączenia gazowe z państwami Unii Europejskiej umożliwiają sprowadzanie gazu ziemnego na większą skalę z kierunku zachodniego. Połączenia gazowe na wschodnich granicach łączą Polskę z takimi partnerami jak Rosja czy Ukraina. Terminal LNG w Świnoujściu – największy terminal importowy na Morzu Bałtyckim – umożliwi dywersyfikację źródeł zakupu gazu ziemnego, uniezależniając Polskę od dostaw wyłącznie za pośrednictwem gazociągów. Planowane dalsze połączenia gazowe ze Słowacją czy Litwą zwiększają ten potencjał dywersyfikacyjny. Na korzyść Polski, jako potencjalnego regionalnego hubu gazowego, przemawia również poziom konsumpcji krajowej paliwa gazowego. Jest on od wielu lat stabilny, z tendencją wzrastającą. Nawet w ostatnich latach spowolnienia gospodarczego w Unii Europejskiej poziom krajowej konsumpcji wykazywał tendencję wzrostową. Daje to gwarancję dla stabilności takiego hubu.

W 2012 roku został w Polsce stworzony model zapewniający dokonywanie transakcji w ramach rynku giełdowego i rynku umów dwustronnych (OTC), zbliżony do modelu hubu, tzw. punkt wirtualny. Jest on przez niektórych błędnie traktowany jako wirtualny hub gazowy. Zarządzany jest on przez operatora systemu przesyłowego. Niezasadne jest jednak nazywanie go hubem gazowym, ponieważ nie spełnia on podstawowej funkcji hubu, a mianowicie zapewnienia transparentnej wiedzy dla wszystkich uczestników rynku o zawieranych transakcjach, ich wolumenach i cenach. Brak jest również takiego zakresu oferty, jaka zazwyczaj występuje na europejskich hubach gazowych, która obejmuje przede wszystkim szeroką

Udział źródeł gazu mogących zaspokoić dzienne zapotrzebowanie na gaz\*



\* Udział w sumie dziennej zdolności pozyskania gazu ziemnego

Źródło: GIE, Eurogas, BP Statistical Review, AGSI

ofertę produktową, wykorzystywaną w kontraktach bilateralnych. Obecne rozwiązania można raczej uznać za ułatwienie handlu OTC niż faktyczny hub wirtualny. Dodatkowo podkreślaną wielokrotnie istotną cechą hubu gazowego jest jego formalnoprawna niezależność od innych uczestników rynku, w tym operatora systemu przesyłowego, giełdy energii, podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie itd. Przejawia się ona m.in. w odrębności prawnorganizacyjnej, która w Polsce nie występuje. Poza tym służyć ma ona uniknięciu zagrożenia dyskryminacji uczestników rynku.

Często wskazywana jest teza, iż hub gazowy w Polsce może stać się regionalnym centrum obrotu gazem zarówno dla podmiotów krajowych, jak i międzynarodowych. Do dzisiaj żadne państwo regionu Europy Środkowo-Wschodniej nie było w stanie wykształcić hubu gazowego, który miałby istotne znaczenie krajowe lub międzynarodowe, co może być szansą dla Polski.

Biorąc pod uwagę przesłanki sukcesu funkcjonujących w Europie hubów gazowych, można zwrócić uwagę na kilka czynników mających znaczenie dla stworzenia tej instytucji w Polsce.

Pierwszy aspekt to możliwość zintegrowania regionu Europy Środkowo-Wschodniej. Biorąc pod uwagę wielkość rynku państw tego regionu, największym konsumentem gazu ziemnego są rynki polski i węgierski. Wolumen konsumpcji krajowej jest istotnym czynnikiem efektywności hubu, jako że daje potencjał popytu na gaz ziemny, który może być przedmiotem obrotu na hubie. Dodatkowo, żadne z tych państw nie wykształciło dotychczas hubu gazowego, a rozwinięta giełda gazu występuje wyłącznie w Polsce, co oznacza brak realnej konkurencji dla hubu w Polsce. Rolę regionalnego hubu potencjalnie może pełnić hub fizyczny w Baumgarten, ale jego usytuowanie, wielkość rynku oraz struktura pozyskania gazu mogą być czynnikami negatywnymi. Państwa te mają istotny poziom połączeń międzysystemowych, jednakże problemem jest niewielki wciąż wolumen połączeń na linii północ-południe, który to kierunek połączeń jest istotny dla skutecznego przesyłania gazu ziemnego w ramach regionu. Połączenia te są jednak planowane w najbliższym czasie, co długofalowo stanowi o potencjale tego przedsięwzięcia. Przesłanką negatywną o znaczeniu regionalnym jest wciąż niewielka kultura w zakresie korzystania z takich platform w regionie. To jednak – jak pokazują przykłady z państw Europy Zachodniej – rynek jest w stanie nadrobić stonunkowo szybko. Poza tym regulacje UE, dotyczące przejrzystości rynku, zachęcają do korzystania z takich instytucji.

Ostatnią kwestią wymagającą oceny jest wpływ rozwiązań krajowych na efektywność tej instytucji. Hub gazowy działa na rynkach konkurencyjnych, ponieważ jest on niejako jego emanacją. Na tym tle rodzi się pytanie: czy rynek Polski można uznać za rynek konkurencyjny? Z punktu widzenia jego struktury pozostaje on wciąż rynkiem z dominującym udziałem



Siedziba Central European Gas Hub AG (CEGH, dawniej znany jako Gas Hub Baumgarten).

jednego podmiotu, co jest przesłanką negatywną. Poziom rozwoju konkurencji zwiększa się, ale wciąż jest niski. Przykładów dużo lepiej rozwiniętych rynków w Europie Zachodniej jest wiele (choćby wspomniana Wielka Brytania i Holandia, a także Niemcy czy Francja), ale występują one również w regionie. W Czechach liczba zmian sprzedawcy gazu w jednym miesiącu niejednokrotnie przekracza łączną skumulowaną liczbę zmian sprzedawców w Polsce, mimo że rynek jest ponaddwukrotnie mniejszy. Zmiana powyższego nie jest możliwa wyłącznie poprzez działania sił rynkowych, ale wymaga zmiany podejścia do regulacji tego rynku. Po pierwsze, szkodliwe jest utrzymywanie taryfowania, gdyż utrudnia ono rzeczywistą wycenę. Dodatkowo, pozostawienie urzędnikom kompetencji

oceny zasadności modeli biznesowych firm składających wnioski o zatwierdzenie taryf jest znaczącym utrudnieniem, który opóźnia efektywne reagowanie firm na zmieniające się warunki. Podobnie długotrwałość procesów uzyskiwania wszelkiego rodzaju decyzji oraz zakres obowiązków dodatkowych nakładanych na firmy realnie utrudnia wejście na rynek podmiotom mogącym zwiększyć jego konkurencyjność, które w naturalny sposób są klientami hubu gazowego.

## SUKCES HUBU W POLSCE

Patrząc na przesłanki sukcesu istniejących w Europie hubów gazowych oraz potencjał regionu Europy Środkowo-Wschodniej, można stwierdzić, że istnieje wiele argumentów przemawiających za stworzeniem regionalnego hubu gazowego w Polsce. Kluczowe jest stworzenie transparentnych i prostych zasad obrotu. Tutaj możliwe jest czerpanie chociażby z doświadczeń brytyjskiego NBP. Niezbędny jest jednak rozwój kultury obrotu. Towarowa Giełda Energii S.A. dokonała pierwszych działań w tym zakresie, które mogą być wykorzystane przy tworzeniu hubu regionalnego. Konieczne jest lepsze funkcjonowanie połączeń międzynarodowych. W tym aspekcie Polska zrobiła wiele, ale jednocześnie nie jest połączona z dużymi gazociągami importowymi. Jednak istniejąca w Polsce i w państwach ościennych infrastruktura może być zintegrowana przez hub. Dużym atutem dla hubu regionalnego w Polsce jest brak obrotu giełdowego na dużą skalę w państwach regionu, co daje potencjał instytucjonalny i wolumenowy dla hubu w Polsce. Barięrami może być otoczenie regulacyjne w Polsce oraz pragmatyka działania administracji publicznej, zwłaszcza zajmującej się regulacją tego rynku. W tym zakresie konieczne jest znaczące uproszczenie i prorynkowe podejście.

**Robert Zajdler**

Autor jest adiunktem na Wydziale Administracji i Nauk Społecznych Politechniki Warszawskiej, partnerem Zajdler Energy Lawyers & Consultants, ekspertem ds. energetycznych Instytutu Sobieskiego.

# Oczekiwania i prognozy zmian na polskim rynku gazu

W okresie grudzień 2015 – styczeń 2016 roku Izba Gospodarcza Gazownictwa przeprowadziła badania ankietowe wśród uczestników rynku gazu. Wzięło w nich udział 10 firm i organizacji. Badanie to dotyczyło:

- oceny zmian na krajowym rynku gazu ziemnego w latach 2011–2015,
- oceny aktualnego stanu rynku gazu w Polsce,
- oczekiwań oraz prognozowanych zmian na krajowym rynku gazu w perspektywie do roku 2022.

Przeprowadzenie ankiety stanowiło pierwszy etap prac powołanej w październiku 2015 roku pod egidą Izby Gospodarczej Gazownictwa Rady Konsultacyjnej ds. Gazownictwa przy Prezesie URE i miało na celu rozpoznanie potrzeb uczestników rynku gazu ziemnego co do modelu jego rozwoju w Polsce.

Izba Gospodarcza Gazownictwa pragnie złożyć podziękowania wszystkim uczestnikom ankiety, którzy poprzez udzielenie wyczerpujących odpowiedzi na zawarte w niej pytania przyczynili się do lepszego zrozumienia problemów, z którymi spotykają się uczestnicy rynku gazu ziemnego w Polsce, oraz ich oczekiwań co do przyszłych kierunków jego rozwoju.

Ankieta składała się z 12 pytań otwartych, zgrupowanych w czterech blokach tematycznych.

Podstawowym celem ankiety było przeprowadzenie oceny zmian, jakie zaszły na polskim rynku gazu ziemnego w latach 2011–2015, przede wszystkim wiązanych z jego postępującą liberalizacją oraz wdrażaniem do prawodawstwa krajowego wydanych przez Unię Europejską aktów normatywnych dotyczących funkcjonowania rynku gazu w państwach członkowskich.

W opinii większości uczestników badania, zmiany, które zaszły na polskim rynku gazu ziemnego w latach 2011–2015, miały pozytywny wpływ na sytuację odbiorców paliwa gazowego, przede wszystkim dzięki:

- rozwojowi konkurencji na rynku, który znajduje odzwierciedlenie w rosnącej liczbie działających na nim podmiotów, poszerzaniu ich oferty produktowej, a także w stale rosnącej liczbie zmian sprzedawcy paliwa gazowego,
- zmianom w funkcjonowaniu systemu przesyłowego gazu, związanym z rozbudową infrastruktury transgranicznej, z wprowadzeniem rewersu wirtualnego i fizycznego na gazociągu jamańskim oraz zmianom w „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej”, dotyczącym zasad funkcjonowania rynku,
- uruchomieniu obrotu paliwem gazowym na rynku giełdowym TGE oraz znacznemu wzrostowi jego płynności, przede wszystkim dzięki wprowadzeniu obliga giełdowego.

Jednocześnie uczestnicy badania wskazali na wiele problemów i barier ograniczających dalszy rozwój polskiego rynku gazu, które – pomimo wskazań prezesa URE w poprzednim badaniu ankietowym – nie zostały do tej pory wyeliminowane.

Najważniejsze z nich to:

- brak zniesienia obowiązku przedkładania taryf, zarówno dla odbiorców instytucjonalnych, jak i domowych,
- brak zmian w ustawie o zapasach oraz rozporządzeniu dywersyfikacyjnym, zmierzających do zmiany systemu magazynowania zapasów obowiązkowych oraz ograniczenia obowiązku dywersyfikacji dostaw,
- rozbudowana sprawozdawczość, którą muszą prowadzić działające na rynku gazu podmioty,
- brak wprowadzenia długoterminowych kontraktów zakupowych.

Zdecydowanie najczęściej pojawiającą się w odpowiedziach uczestników badania ankietowego barierą, wpływającą negatywnie na poziom rozwoju polskiego rynku gazu, jest utrzymywanie obowiązku przedkładania prezesowi URE taryf do zatwierdzenia. Uczestnicy badania wskazują, że uwolnienie cen paliwa gazowego, początkowo przynajmniej dla odbiorców instytucjonalnych, doprowadzi do pozytywnych konsekwencji dla polskiego rynku gazu, które zdecydowanie przeważają nad wiążącym się z nimi ryzykiem. Spodziewane – dzięki zniesieniu obowiązku przedkładania taryf – korzyści związane są przede wszystkim z poprawą konkurencyjności rynku, szerszym rozwojem dostosowanej do oczekiwań odbiorców oferty produktowej, pojawieniem się nowych graczy, lepszym dostosowaniem cen do rzeczywistej sytuacji rynkowej, zwiększeniem płynności rynku hurtowego oraz poprawą bezpieczeństwa energetycznego Polski.

W opinii większości uczestników badania, uwolnienie cen dla największych odbiorców przemysłowych oraz małych i średnich odbiorców instytucjonalnych powinno nastąpić jak najszybciej. W przypadku uwolnienia cen dla odbiorców domowych, opinie ankietowanych podmiotów są podzielone – według części z nich powinno ono również zostać przeprowadzone niezwłocznie, natomiast w opinii innych należy je wstrzymać do czasu oceny skutków uwolnienia cen dla odbiorców instytucjonalnych, poprawy poziomu rywalizacji konkurencyjnej wśród sprzedawców oraz powołania instytucji „sprzedawcy z urzędu”. Część uczestników badania wskazuje również, że uwolnienie cen dla odbiorców domowych nie powinno dotyczyć podmiotu dominującego w tym segmencie rynku, czyli PGNiG OD.

Zdaniem wszystkich uczestników badania, obowiązujące obecnie regulacje prawne, przede wszystkim związane z obowiązkiem przedkładania do zatwierdzenia taryf oraz zapisami ustawy o zapasach, a także stan zorganizowania polskiego rynku stanowią bariery ograniczające dalszy rozwój konkurencji oraz hamujące wzrost wolumenu sprzedawanego w Polsce gazu.

Uczestnicy badania wskazali, że branżą, w której istnieją szczególnie atrakcyjne możliwości zwiększenia zużycia gazu ziemnego, jest wytwarzanie energii elektrycznej, przede wszystkim w wysoko- i niskopiętrowej kogeneracji. Inne sygnalizowane potencjalne kierunki dodatkowego wykorzystania paliw gazowych to szersze stosowanie gazu do celów grzewczych w celu ograniczenia tzw. niskiej emisji oraz rozwój sektora napędzanych CNG i LNG pojazdów.



# Kogeneracja...

dokończenie ze str. 21

czesnymi jednostkami gazowymi, zdolnymi do tworzenia szybkiej i elastycznej odpowiedzi na potrzeby systemowe (w przypadku kogeneracji komunalnej posiadającymi dodatkowo akumulatory ciepła), będą mogły pełnić funkcje regulacyjne (przyrostowe i redukcyjne) oraz oferować interwencyjne moce szczytowe.

- **Zmniejszenie skutków wyłączeń awaryjnych bloków o dużych mocach.** W przypadku rozwoju bazy jednostek kogeneracyjnych, dzięki ich równomiernemu rozproszeniu na obszarze całego kraju, minimalizuje się ryzyko zakłócenia pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w wyniku awaryjnego wyłączenia jednej lub nawet kilku wielkich jednostek.
- **Utrzymanie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw ciepła z systemów ciepłowniczych.** Ciepłownictwo systemowe stanowi obecnie główny sposób pokrywania potrzeb na ciepło społeczeństwa. Dlatego zarówno wielkość obsługiwane rynku, jak i wartość majątku sektora mają niebagatelne znaczenie dla gospodarki naszego kraju. Dzięki istnieniu systemów ciepłowniczych można mówić o bezpieczeństwie energetycznym odbiorców ciepła. Dodatkowo, systemy ciepłownicze dają gwarancję wykorzystania ich potencjału ciepła użytkowego do produkcji energii elektrycznej. Efekt synergii tych dwóch obszarów jest najlepszym narzędziem do długofalowego kształtowania polityki bezpieczeństwa energetycznego.

## Zrównoważony rozwój

- **Pakiet klimatyczny.** Jako dozwolone uznaje się wsparcie przyczyniające się do rozwoju technologii wysokosprawnej kogeneracji. Zastosowanie dozwolonej pomocy publicznej dla kogeneracji w Polsce zwiększy konkurencyjność wytwarzanej w niej energii elektrycznej na europejskim rynku energii, pozwalając utrzymać

zwiększony poziom wytwarzania energii elektrycznej na terenie Polski.

Dodatkowo, zastosowanie kogeneracji przyczyni się do mniejszego zapotrzebowania na pozwolenia na emisje CO<sub>2</sub> ze strony polskiej energetyki. Zgodnie z szacunkami niezależnych zespołów eksperckich, pobudzenie rozwoju wysokosprawnej kogeneracji komunalnej i przemysłowej może spowodować redukcję emisji CO<sub>2</sub> o 15–26 mln ton przez sektor energii, który powinien obniżyć poziom emisji do roku 2030 o około 55 mln ton. Wysokosprawna kogeneracja może przyjąć na siebie zrealizowanie ponad 25 proc. celu UE, postawionego polskiej energetyce.

- **Likwidacja niskiej emisji i smogu w miastach.** Jakość powietrza coraz częściej staje się istotnym przedmiotem debat społecznych o tzw. niskiej emisji i smogu w miastach. Głównym problemem jest emisja pyłów i szkodliwych gazów, pochodząca z lokalnych kotłowni węglowych i domowych pieców, w których spalanie odbywa się z wykorzystaniem węgla niskiej jakości oraz odpadów komunalnych. Szansą na zmniejszenie negatywnych skutków zdrowotnych, związanych z zapewnieniem potrzeb ciepłowniczych, jest rozwój systemów ciepłowniczych i likwidacja tego typu instalacji (pieców). Głównym narzędziem do uzyskania wyraźnych i trwałych efektów w tym zakresie jest zastosowanie w źródłach ciepła systemowego jednostek kogeneracji. Takie rozwiązanie pozwoli nie tylko na spełnienie oczekiwań w zakresie poprawy efektywności energetycznej, płynących z regulacji unijnych, ale również, w znaczący sposób, na obniżenie negatywnego wpływu ekonomicznego mechanizmów redukcji emisji szkodliwych substancji do atmosfery, wynikających np. z regulacji dedykowanych emisjom przemysłowym czy emisjom z małych i średnich instalacji spalania paliw.

Przedkładając powyższe propozycje (postulaty), izby są głęboko przekonane że zostaną one wnikliwie rozpatrzone przez instytucje rządowe i zaakceptowane do dalszych prac nad niezbędnymi zmianami w regulacjach dotyczących wysokosprawnej kogeneracji węglowej i gazowej.

**Andrzej Schoeneich**

Autor jest dyrektorem Izby Gospodarczej Gazownictwa.

## DIRECT MARKET ACCESS (DMA)

Łatwy dostęp do surowców na wszystkich rynkach

Jeden partner, jeden EFET,  
jedna gwarancja

Dostęp online do wszystkich  
zagranicznych platform handlowych

DMA i stan własnej księgi  
na jednym ekranie

Negocjowalne opłaty zmienne

Dodatkowy dostęp mobilny



**Gaz:** TTF, NCG, GASPOOL i NBP

**Energia elektryczna:** Niemcy, Czechy, Słowacja, Węgry, Francja, Holandia, Belgia, Włochy, Szwajcaria, Słowenia, UK

**Kontakt:**

Marcin Ptaszyński, +48 22 530 16 00  
marcin.ptaszynski@vattenfall.com

**VATTENFALL** 

# Rosyjska polityka energetyczna – gaz ziemny

Andrzej Sikora, Mateusz Sikora

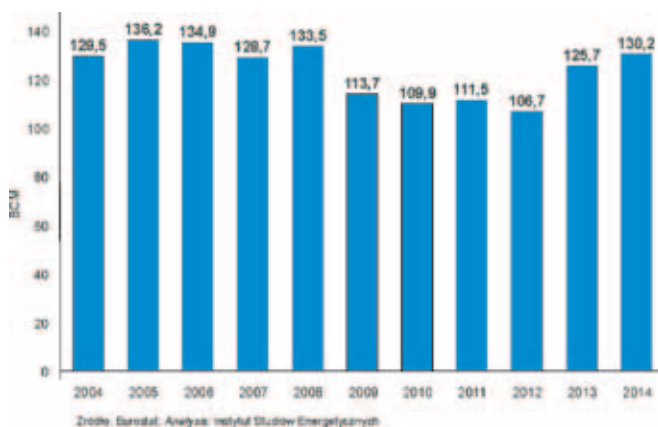
Ostatnie strategiczno-polityczne decyzje podjęte przez Federację Rosyjską (czytaj Władimira Putina) mają znaczący wpływ na gospodarkę i ekonomię tego powierzchniowo największego na świecie państwa. Wojna na Ukrainie, aneksja Krymu w marcu 2014 roku, zaangażowanie się w konflikt zbrojny w Syrii... Wszystkie tego typu działania mają bezpośredni wpływ na dzisiejszą geopolitykę.

Polityczne niesnaski oraz ekonomiczne zagrywki zderzyły się tymczasem z tzw. łupkową rewolucją. Nikt nie przewidywał (zobacz na przykład WEO 2005-7), że wykorzystanie, a przede wszystkim udoskonalenie i obniżenie kosztów wydobycia węglowodorów, oparte na technologii szczelinowania hydraulicznego, tak znacząco wpłynie na światową potęgę przemysłu węglowodorowego i pozwoli Stanom Zjednoczonym zmienić geopolityczną pozycję z jednego z największych importerów surowców energetycznych w światowego lidera eksportu tych surowców.

## GAZ ZIEMNY

Według danych Komisji Europejskiej, 39% importowanego do Unii Europejskiej gazu ziemnego pochodziło w 2013 roku z kierunku rosyjskiego. Dla porównania: 31% gazu ziemnego w 2012 roku pochodziło z Norwegii. Eksport norweskiego gazu ziemnego gazociągami do Europy osiągnął swoje apogeum i ustanowił nowy rekord w 2015 roku i wyniósł 107,9 mld m<sup>3</sup>, a to o około 7 mld m<sup>3</sup> więcej niż w roku 2014 (w 2012 roku 107,6 mld m<sup>3</sup>).

Rys. 1. UE-28: import gazu ziemnego z Rosji w mld m<sup>3</sup>



Źródło: Eurostat; Analiza: Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o.

Surowcowe relacje między Federacją Rosyjską a Europą od dawna można porównywać z „zaaranżowanym małżeństwem”. Partnerzy nie darzą się wielkim uczuciem, ale jedno nie może bez drugiego egzystować. Rosja musi eksportować swoje węglowodory, aby móc ekonomicznie funkcjonować, a Europa – mimo wielu prób zdwersyfikowania dostaw surowców – nadal potrzebuje rosyjskich węglowodorów, by utrzymać swoją gospodarkę.

Według opublikowanego w lutym 2016 roku najnowszego raportu BP Energy Outlook 2015, zużycie gazu ziemnego będzie wzrastać najszybciej ze wszystkich paliw kopalnych, średnio o 1,8 proc. rocznie, w strukturze zużycia energii pierwotnej, wspierane przez silny wzrost podaży tego surowca, oparty głównie na gazie ziemnym pochodzącym z niekonwencjonalnych złóż w Stanach Zjednoczonych Ameryki Północnej oraz na skroplonym gazie ziemnym, a także przez nowe normy i politykę środowiskową.

Aby można było mówić o równowadze rynkowej, wzrost podaży musi być skoordynowany ze wzrostem popytu. Inaczej nadpodaż surowca spowoduje obniżki jego ceny. Obecna cena gazu ziemnego w punkcie Henry Hub w Stanach Zjednoczonych Ameryki Północnej to około 1,70 dol./mmBtu. Warto zauważyć, że od stycznia 2010 roku granica 5 dol./mmBtu została przekroczona tylko 2 razy – w czerwcu 2010 roku i przez około miesiąc w lutym 2014 roku.

Ceny gazu ziemnego na świecie spadają, i to z wielu powodów. Po pierwsze, spadek ceny ropy naftowej na światowych rynkach do 30 dol./bbl (obecnie cena dla ropy typu WTI i Brent oscyluje wokół 40 dol./bbl), a pamiętać należy, że 51% kontraktów dla importowanego gazociągami gazu ziemnego było w 2014 roku nadal indeksowanych w odniesieniu do ceny ropy naftowej. Co ciekawe, od 2009 roku daje się zauważyć spadek formuły cenowej Oil-linked (65% w 2009 roku) na korzyść formuły gas-on-gas (28% w 2009 roku). W przypadku LNG aż 74% kontraktów jest indeksowane w odniesieniu do ceny ropy naftowej.

Kolejne elementy to przede wszystkim łżejsza i łagodniejsza zima w Europie, pełne podziemne magazyny, brak problemów

i zachowana ciągłość dostaw w przesyłce transgranicznej, a także powrót do energii jądrowej w Japonii. Według najnowszych danych Japońskiej Federacji Firm Elektroenergetycznych (*Federation of Electric Power Companies of Japan*), firmy produkujące energię elektryczną w lutym 2016 roku zużyły 4,41 mln ton skroplonego gazu ziemnego (LNG), a to spadek o 8,9% w porównaniu z lutym 2015 roku, kiedy to firmy produkujące energię elektryczną zużyły 4,48 mln LNG.

Według ostatnich informacji Rosja znajduje się obecnie w poważnej recesji. Budżet Rosji na 2016 rok opiera się na założeniu średniej ceny za baryłkę ropy naftowej typu Urals na poziomie 50 dol. Wyliczenia zakładają dochody w wysokości 17,5% PKB, a wydatki – 20,5%, co daje deficyt (kolejny rok z kolei) około 3% PKB. I jest to bardzo optymistyczne założenie. Podkreślmy, że *break-even point* dla rosyjskiego budżetu w 2015 roku to około 100 dol./bbl.

Najważniejszym elementem analizy są sankcje nałożone – w wyniku działań destabilizujących sytuację we wschodniej Ukrainie oraz aneksji Krymu – przez Unię Europejską i Stany Zjednoczone Ameryki Północnej na Federację Rosyjską.

Nałożenie sankcji w żadnym wypadku nie spowodowało przerwania dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego w kierunku europejskim.

## WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO W FEDERACJI ROSYJSKIEJ

Według danych BP Statistical Review 2015, wydobycie gazu ziemnego w 2014 roku wyniosło w Rosji 578,7 mld m<sup>3</sup>, co oznacza spadek o około 4,3% w porównaniu z 604,7 mld m<sup>3</sup> wydobytych w 2013 roku (rys 2.). Dla porównania: USA w 2014 roku wydobyły około 728,26 mld m<sup>3</sup>, a Katar – największy dostawca LNG na świecie – 177,23 mld m<sup>3</sup> w tym samym roku. Rosja jest więc drugim co do wielkości eksporterem gazu ziemnego na świecie.

Rys. 2. Wydobycie gazu ziemnego przez Federację Rosyjską (mld m<sup>3</sup>)



Źródło: BP Statistical Review 2015; Analiza: Instytut Studiów Energetycznych

Głównym rosyjskim producentem gazu ziemnego jest Gazprom. Inne firmy, potocznie zwane „niezależnymi”, to Novatek, Rosnieft i Lukoil. Ci „niezależni” producenci systematycznie zwiększają swój udział w wydobyciu. Jeśli chodzi o udział

w rosyjskiej produkcji, w 2014 roku Gazprom wydobyl około 443,9 mld m<sup>3</sup> (spadek z 487,4 mld m<sup>3</sup> w 2013 roku), Novatek 62,1 mld m<sup>3</sup> w 2014 roku (niewielki wzrost – z 61,2 mld m<sup>3</sup> w 2013 roku), Rosnieft – 56,7 mld m<sup>3</sup> w 2014 roku (znaczný wzrost – z 38,2 mld m<sup>3</sup> w 2013 roku), a Lukoil w 2014 roku utrzymał wydobycie na poziomie 20 mld m<sup>3</sup>. Dokładne dane za 2015 rok nie są jeszcze dostępne. Natomiast według opublikowanych pierwszych wyników (tylko przez Gazprom Export) jego dostawy do Europy Zachodniej (w tym do Turcji, wyłączając kraje bałtyckie) wzrosły o 8,2% w porównaniu z 2014 rokiem, osiągając 158,6 mld m<sup>3</sup> w 2015 roku. Gazprom Export eksportował także około 28,5 mld m<sup>3</sup> do krajów Europy Centralnej i Wschodniej. Do Polski w 2015 roku wysłał około 8,9 mld m<sup>3</sup>. Dodatkowo, Gazprom Export poinformował, że od 1 stycznia do 15 marca 2016 roku dostarczył 36,5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego do (jak podaje) krajów dalekiej zagranicy. Rosjanie podkreślają, że „mówimy o wzroście o 9,155 mld m<sup>3</sup>, czyli o 33,5% w porównaniu z tym samym okresem ubiegłego roku”. Eksport wzrósł głównie w kierunku niemieckim, o 37%, i wyniósł 9,9 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego.

Trudno prognozować możliwe wydobycie w Federacji Rosyjskiej. Z analizy informacji podawanych przez przedstawicieli Gazpromu wynika, że zakładają oni jego wzrost. Jesteśmy jednak w posiadaniu danych wskazujących, że w rosyjskim sektorze wydobywczym węglowodorów obecnie ściera się kilka tendencji. Po pierwsze, eksploatowane od lat złoża wyczerpują się i muszą zostać zastąpione przez nowe pokłady, co w przypadku gazu ziemnego oznacza przejście na wydobycie bardziej „mokrego gazu”. Po drugie, z uwagi na brak kapitałów i technologii (skumulowany efekt malejącego eksportu gazu ziemnego, problemów gospodarczych Rosji i sankcji gospodarczych) możemy spodziewać się spadku wydobycia gazu ziemnego w Rosji, przynajmniej czasowego.

Obecnie sytuacja na rosyjskim rynku gazu ziemnego charakteryzuje się spadkiem jego zużycia. W 2014 roku wyniosło ono 441,6 mld m<sup>3</sup>, czyli o 3,3% mniej niż w 2013 roku.

Tabela 1. Sprzedaż gazu ziemnego na rosyjskim rynku (mld m<sup>3</sup>)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Gazprom	262,6	262,1	265,3	249,7	228,1	217,2
Novatek	32,9	37,1	53,7	56,9	64,2	67,2
Rosnieft	b/d	9,3	9,7	11,1	39,1	56,5

Źródło: Raporty roczne Novatek, Rosnieft, Gazprom; Analiza: Instytut Studiów Energetycznych

Spadek rosyjskiego zużycia gazu ziemnego tłumaczy głównie spadek zużycia w sektorze przemysłowym (przemysł stalowy) i zmniejszona produkcja energii elektrycznej przez elektrownie ciepłone. Znaczna część gazu ziemnego jest zużywana w sektorze komunalnym i mieszkaniowym – 50–60 mld m<sup>3</sup>/rok, w porównaniu z 65–70 mld m<sup>3</sup>/rok w sektorze przemysłowym i około 260 mld m<sup>3</sup>/rok w sektorze ogrzewania i produkcji energii cieplnej.

Dane przedstawione w tabeli 2. wskazują, że Gazprom systematycznie traci wpływy na rodzimym rynku. Zyskują natomiast „niezależni” producenci, czyli Novatek i Rosnieft, którym udało się sprzedać więcej gazu ziemnego. Dotyczy to przede wszystkim odbiorców przemysłowych – około 40%

kontraktów z Gazpromem wygasło w latach 2012–2013, a ich miejsce zajęli „niezależni” dostawcy. Jeżeli taki trend sprzedaży się utrzyma, to plany Novatek i Rosneft, dotyczące zwiększenia produkcji gazu ziemnego do 112 mld m<sup>3</sup> i 100 mld m<sup>3</sup> do 2020 roku mogą zostać zrealizowane. Nadwyżki produkcji mogą być przecież sprzedawane poza granice Federacji Rosyjskiej.

Oznacza to, że rosyjski rynek gazu ziemnego ulega zmianom strukturalnym, co będzie mieć znaczący wpływ dla całej strategii sprzedaży Gazpromu.

Gazprom jest dziś pod podwójną presją. Po pierwsze, zwiększająca się konkurencja na rodzimym rynku oraz plany ogłoszone przez Novatek i Rosneft o sprzedaży gazu poza granice Federacji Rosyjskiej (Novatek już działa w Europie – np. ma wielkie biuro w Krakowie, a dwie trzecie sprzedaży dokonuje na podstawie kontraktów długoterminowych<sup>1</sup>). Po drugie, znaczna część kontraktów długoterminowych podpisanych przez Gazprom jest indeksowana w odniesieniu do ceny ropy naftowej. Analizując rosyjskie długoterminowe kontrakty, głównie gwarantowane przez Gazprom, widzimy, że do 2022 roku poziom eksportu utrzymuje się w granicach 170–180 mld m<sup>3</sup>. Po 2022 roku zaczyna się spadek eksportu; w 2022 roku kończy się choćby polska długoterminowa umowa z Gazpromem (około 10,5 mld m<sup>3</sup> rocznie). Oznacza to, że Gazprom musi szukać szans na przedłużenie obecnych kontraktów, poszukiwać nowych odbiorców dla swojego gazu ziemnego oraz, przede wszystkim, musi być wystarczająco konkurencyjny cenowo. Jest to szczególnie ważne w odniesieniu do podawanych informacji, iż „Gazprom jest w stanie technicznie zwiększyć wydobycie o kolejne 100 mld m<sup>3</sup>, co stanowi ponad 20% bieżącej produkcji”.

Tabela 2. Sprzedaż Gazpromu poza kraje byłego ZSSR

	Cena dol./ 1,000 m <sup>3</sup>	mld m <sup>3</sup>	Przychód mld dol.
2010	302	138,6	41,9
2011	383	150,0	57,5
2012	402	138,8	55,8
2013	385	161,5	62,2
2014	349	146,0	51,2
2015	238	160,0	38,0
2016	200	160,0	32,0

Źródło: Gazprom, Bloomberg; Analiza: Instytut Studiów Energetycznych

Nota: Sprzedaż z terytorium Rosji, z wyłączeniem gazu w obrocie przez jednostki EU, LNG

## CENY OFEROWANEGO ROSYJSKIEGO GAZU ZIEMNEGO

Analizując ceny gazu ziemnego dla odbiorców w Rosji, można zauważyć, że jest ona znacznie niższa od oferowanych odbiorcom europejskim. W 2014 roku ceny gazu dla firm w Rosji wynosiły około 98 dol./1,000 m<sup>3</sup> i 78,4 dol./1,000 m<sup>3</sup> dla osób fizycznych.

Podkreślimy, że cena netto dla krajów UE, prawie trzykrotnie wyższa niż w Rosji, pozwala zgromadzić Gazpromowi około

40% rocznych przychodów. Prawie 100 mld dol. rocznie pochodzi właśnie z eksportu.

Tabela 2. pokazuje, że ceny gazu ziemnego sprzedawanego odbiorcom europejskim systematycznie spadają. W 2015 roku wyniosły około 238 dol./1,000 m<sup>3</sup>, a w 2016 powinny wynieść około 200 dol./1,000 m<sup>3</sup>. W porównaniu z 402 dol./1,000 m<sup>3</sup> w 2012 roku jest to spadek ceny o 50%. Podkreślimy, że spada również przychód w dolarach, a przedstawiony w rublach oscyluje co roku na porównywalnym poziomie.

## ANALIZA RYZYKA DLA STRATEGII ENERGETYCZNEJ FEDERACJI ROSYJSKIEJ

Na przyszłą politykę energetyczną Federacji Rosyjskiej w odniesieniu do gazu obecnie wpływa wiele czynników.

### Europejskie kontrakty i europejscy odbiorcy

Obecnie rosyjskie moce eksportowe do Europy gazu ziemnego wynoszą ponad 190 mld m<sup>3</sup>. Z danych Gazprom Export wynika, że dostawy gazu do krajów Europy Zachodniej wyniosły 158,6 mld m<sup>3</sup>, a do krajów Europy Centralnej i Wschodniej – około 28,5 mld m<sup>3</sup>. Dane Oxford Institute for Energy Studies wskazują, że w 2014 roku około 150 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego zakontraktowanego w długoterminowych kontraktach zostało zatłoczone do Europy, z czego aż 59,4 mld m<sup>3</sup> przesłano tranzytem przez Ukrainę.

Tabela 3. Rosyjskie moce eksportowe do Europy

Gazociąg	Moc (mld m <sup>3</sup> )	Oddany
Brotherhood	100	1967
Yamal-Europe	33	1996
Blue Stream	16	2005
NordStream	55	2011

Źródło: Gazprom; Analiza: Instytut Studiów Energetycznych

Każdy z tych kontraktów ma ustalony punkt odbioru, tzw. *entry point*, i dopiero po dostarczeniu surowca do tego punktu staje się on własnością kraju/firmy, który go kupuje. Co ciekawe, jak również zauważają eksperci Oxford Institute for Energy Studies, punkty te są ustalone na granicy między zachodnią i wschodnią Europą, odzwierciedlając stary podział – jeszcze z okresu ziemnej wojny. Główne punkty odbioru to:

- granica ukraińsko-słowacka – VelkeKapusany, 2,288 GWh/d – 72,2 mld m<sup>3</sup>/r.;
- granica słowacko-austriacka – Baumgarten, 1,539GWh/d – 48,6 mld m<sup>3</sup>/r.;
- granica polsko-niemiecka – Mallnow, 931 GWh/d – 29,4 mld m<sup>3</sup>/r.;
- granica czesko-niemiecka – Waidhaus, 903,7 GWh/d – 28,5 mld m<sup>3</sup>/r.;
- granica ukraińsko-polska – Drozdovichi, 133,4 GWh/d – 4,2 mld m<sup>3</sup>/r.;
- granica ukraińsko-węgierska – Beregovo, 600,3 GWh/d – 19 mld m<sup>3</sup>/r.;
- granica ukraińsko-rumuńska – Isaccea, 755,3 GWh/d – 23,8 mld m<sup>3</sup>/r.

Punkty odbioru były już renegotjowane w 1990 roku (po upadku ZSRR) oraz w latach 2004–2006, na przykład punkt odbioru zakontraktowany dla francuskiego ENGIE został przeniesiony z granicy słowacko-austriackiej (Baumgarten) i granicy czesko-niemieckiej (Waidhaus) na granicę francusko-niemiecką (Mendesheim). Jednak wcześniej ustalone punkty odbioru w znacznej mierze nie zostały zmienione, na przykład punkt odbioru na granicy czesko-niemieckiej (Waidhaus) został zachowany, mimo że gaz jest dostarczany gazociągami Nord Stream, OPAL i Gazelle, a nie – tak jak wcześniej – przez Ukrainę, Słowację i Czechy. Wspominamy o tym, ponieważ pod koniec 2019 roku kończy się umowa na dostawy gazu na Ukrainę oraz na tranzyt gazu ziemnego przez jej terytorium (przez gazociąg Brotherhood). Dodatkowo, w roku 2019 wygasa umowa tranzytowa na gaz ziemny do Niemiec, a w 2022 kończy się polski długoterminowy kontrakt na dostawy gazu ziemnego (gazociąg Yamal-Europe). Będzie to miało znaczący wpływ na nowe negocjacje z Rosją, jeśli oczywiście Ukraina i Polska zdecydują się na takie działanie. Rosjanie otwarcie przyznają, że chcą zaprzestać tranzytu przez Ukrainę, choć obecnie tranzyt odbywa się bez jakichkolwiek przeszkód. Jest to także bardzo ważny gazociąg dla krajów Europy Wschodniej, takich jak Rumunia, Bułgaria i Węgry, oraz dla Bałkanów. Dzięki oddaniu do użytku Nord Stream oraz rozbudowie gazociągu OPAL i Gazelle jest on znacznie mniej potrzebny np. Austrii czy Czechom.

Strategia rosyjska bardzo długo przewidywała ominięcie Polski i Ukrainy w tranzycie gazem. W konkurencji do gazociągu Yamal-Europe powstały pierwsze dwie nitki gazociągu Nord Stream. Jego ukończenie w 2012 roku jednoznacznie zablokowało projekt Yamal-Europe 2. Odpowiedzią na ukraińsko-rosyjskie „wojny gazowe” miał być projekt South Stream (około 63 mld m<sup>3</sup>/r.), pozwalający w tranzycie ominąć Ukrainę. Jednakże w grudniu 2014 roku Władimir Putin, prezydent Rosji, i Aleksiej Miller, prezes Gazpromu, zapowiedzieli, że projekt South Stream – z powodu postanowień III pakietu energetycznego (*Third Energy Package*) oraz problemów regulacyjnych z Komisją Europejską i problemów negocjacyjnych z Bułgarią – został anulowany. Odpowiedzią na fiasko projektu South Stream miał być gazociąg Turkish Stream, jednak i ten projekt obecnie można odłożyć na półkę. Po zestrzeleniu przez tureckie myśliwce rosyjskiego wojskowego bombowca, naruszającego granicę turecką w listopadzie 2015 roku, relacje dyplomatyczne między krajami zostały zerwane. Dodatkowo, z podawanych przez media informacji wynika, że Gazprom na początku marca 2016 roku zwiększył cenę za dostarczany Turcji surowiec. Jednocześnie Rosjanie zmniejszyli wolumen dostarczanego gazu średnio o 12 mln m<sup>3</sup>.

Najnowszym i obecnie najbardziej zaawansowanym projektem jest gazociąg Nord Stream 2. Europejskimi partnerami rosyjskiego projektu są znane europejskie firmy energetyczne – E.ON, BASF/Wintershall, Royal Dutch Shell, OMV oraz Engie. Zakłada on budowę kolejnych dwóch nitek gazociągu północnego i zwiększenie mocy przesyłowych o kolejne 55 mld m<sup>3</sup>/r. Budowa powinna zacząć się w 2018 roku, a gaz z Rosji do Niemiec powinien być zatłaczany już w 2019 roku. Przewidywany koszt inwestycji to dziś około 8 mld euro. Projekt nie ma zgody Komisji Europejskiej, poszczególne kraje (na przykład państwa Grupy Wyszehradzkiej – stale „flirtujące” z Rosją Węgry, Cze-

chy i Słowacja), w tym Polska, otwarcie nie zgadzają się z jego budową.

## Gazprom w europejskich magazynach gazu

Prócz planów rozwoju infrastruktury gazowej w Europie, Rosja *via* Gazprom przyjęła również strategię rozwoju sieci magazynów gazu. Po części po to, aby móc zabezpieczać dostawy do krajów europejskich w sytuacjach zwiększonego zużycia i aby móc przechowywać nadwyżki zatłoczonego gazu, lecz także aby mieć większy wpływ na ilość obecnego na rynku gazu.

Tabela 4. Gazprom Grupa i magazyny gazu w Europie

Magazyn	Moc (mld m <sup>3</sup> ) <sup>1</sup>
Niemcy – Rehden	4,8
Niemcy – Katharina	0,65
Niemcy – Etzel	1,1
Niemcy – Jemgum <sup>2</sup>	1
Czechy – Damborice <sup>3</sup>	0,45
Austria – Haidach	2,64
Holandia – Bergermeer <sup>4</sup>	1,9
Serbia – BanatskiDvor <sup>5</sup>	0,45

Źródło: Gazprom, Analiza: Instytut Studiów Energetycznych

<sup>1</sup> Gazprom jest zwykle właścicielem części całkowitej objętości.

<sup>2</sup> Jeszcze nieoddany.

<sup>3</sup> Projekt ma na celu zapewnienie dostaw rosyjskiego gazu przez gazociąg Nord Stream i gazociąg OPAL.

<sup>4</sup> Gazprom zarezerwował 1,9 mld m<sup>3</sup> z całej dostępnej mocy.

<sup>5</sup> Planowana rozbudowa do 1 mld m<sup>3</sup>.

Według danych Gas Infrastructure Europe, kraje członkowskie na koniec 2015 roku dysponują mocami magazynowania gazu ziemnego na poziomie około 93,04 mld m<sup>3</sup>, Ukraina – 30,9 mld m<sup>3</sup>. Gazprom (tabela 5.) dysponuje dziś około 5–6 mld m<sup>3</sup>, a w niedalekiej przyszłości jego moce mogą osiągnąć nawet 12,5 mld m<sup>3</sup> w Europie (13,5 mld m<sup>3</sup>, biorąc pod uwagę Serbię).

## Azjatyckie plany rozwoju

Jedną z odpowiedzi Rosji na strategię krajów Europy, dotyczących dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Europy, jest polityka rozwoju relacji gazowych z Dalekim Wschodem, a dokładniej z Chinami. Już w 2009 roku Gazprom podpisał pierwsze porozumienie z China National Petroleum Corporation (CNPC), dotyczące projektu Power of Siberia, który zakłada budowę gazociągu o mocy przesyłowej w wysokości 63 mld m<sup>3</sup>.

Według informacji podawanych przez Gazprom, 21 maja 2014 roku Alexej Miller i Zhou Jiping podpisali kontrakt na dostawy gazu do Chin. Długoterminowy kontrakt, podpisany na 30 lat, zakłada dostawy gazu na poziomie 38 mld m<sup>3</sup>/r<sup>2</sup>.

W wyniku problemów finansowych spowodowanych spadkami cen ropy naftowej i gazu ziemnego na świecie, projekt jest na razie spowolniony i opóźniony, bo nie jest uzgodniona formuła cenowa. Nie można jednak zakładać, iż nie zostanie

zrealizowany. Rozwój w stronę Azji jest dla Rosji bardzo interesujący, pozwala bowiem otworzyć się rosyjskiemu błękitnemu paliwu na nowy, azjatycki rynek, ale jest to kierunek wymagający olbrzymich nakładów.

Gazprom i Chiny biorą również pod uwagę inny projekt, zwany Altai pipeline lub Power of Siberia-2. Ramowa umowa została podpisana w listopadzie 2014 roku i zakłada budowę gazociągu o początkowej mocy na poziomie 30 mld m<sup>3</sup>/r., z możliwością rozbudowy do 100 mld m<sup>3</sup>/r. W maju 2016 roku mają się spotkać przedstawiciele Rosji i Indii w celu omówienia możliwej budowy gazociągu z Rosji do Indii<sup>3</sup>. Pod uwagę brana jest opcja rozbudowania odnogi dla projektu Power of Siberia.

### Rosyjskie LNG

Eksport LNG stał się priorytetem dla rządu rosyjskiego dopiero w latach 2013–2014. Wydaje się, że Rosja „przespała” odpowiedni czas i dość późno zaczęła myśleć o rozwoju terminali LNG. 1 grudnia 2013 roku weszła w życie ustawa dotycząca liberalizacji eksportu LNG, rozbijając tym samym monopol Gazpromu na eksport gazu ziemnego.

Obecnie jedynym działającym terminalem LNG jest Sakhalin-2, który eksportuje zaledwie 11 mln t gazu rocznie<sup>4</sup>. Budowa terminalu zaczęła się w 2009 roku, a infrastruktura została oddana do użytku w 2011 roku. Jest on zarządzany przez Gazprom, Royal Dutch Shell oraz japońskie firmy Mitsui and Mitsubishi<sup>5</sup>. Eksport gazu jest przewidziany w kierunku azjatyckim, głównie do Japonii i Korei Południowej, a także do Chin, Tajlandii i na Tajwan. Gaz dostarczany do terminalu pochodzi ze złóż Gazpromu. Projekt Sakhalin-1 jest rozwijany przez Rosneft według strategii „Russian Far East LNG”, a jego start zakładany jest na 2018–2019 rok.

Gazprom rozważa jeszcze dwa projekty LNG. Pierwszy to Vladivostok LNG, który od lutego 2013 roku znajduje się w fazie poszukiwania finansowania. Planowana moc terminalu to 10 mln t, z możliwością jej rozbudowy. Terminal miałby być zbudowany koło Władywostoku, a pierwszy train oddany do użytku w 2018 roku.

Drugi projekt to Baltic LNG, mający powstać w porcie Ust Ługa. Terminal o mocy 10 mln t mógłby być przeznaczony do dostaw gazu w obrębie basenu Morza Bałtyckiego. Gazprom planuje, że będzie on oddany do 2018 roku.

Oprócz terminali skraplających Gazprom rozważa również projekt terminalu regazyfikacyjnego w Obwodzie Kalinińskim, który miałby dysponować mocą regazyfikacyjną na poziomie 9 mln m<sup>3</sup>/d. Gazprom zakłada, że już pod koniec 2017 roku terminal będzie mógł odebrać pierwszy transport LNG. W jednej ze strategii zakłada się, iż do tego terminalu miałby być transportowany gaz z terminalu Baltic LNG.

Największym projektem dla skroplonego gazu ziemnego jest dziś w Rosji bez wątpienia terminal Yamal LNG. Udziałowcem w projekcie jest rosyjski Novatek, francuski Total i chińskie CNPC. Budowa projektu ruszyła w 2013 roku, ma on dysponować mocą 16,5 mln t, a pierwszy train o mocy 5,5 mln t powinien zostać oddany do użytku już w 2017 roku (kolejny w 2018 roku, a ostatni w 2019 roku). Terminal będzie znajdował się w bardzo trudno dostępnym regionie, który – jak

podkreśla Total – zostaje zamrożony przez 7–9 miesięcy w roku i gdzie noc polarna trwa 3 miesiące. Warto również podkreślić, że specjalnie na jego potrzeby powstanie 16 metanowców lodolamaczy (ice-class ARC7), którymi LNG mógłby być transportowany we wszystkich kierunkach. Pierwszy metanowiec powinien zostać oddany już w tym roku<sup>6</sup>.

Skala zaangażowania w projekty LNG wskazuje, iż Rosja poważnie rozważa wejście na rynek światowego skroplonego gazu ziemnego. Trudno porównywać wyżej wymienione projekty z projektami oraz ich skalą w USA czy w Australii. Wskazują one jednak kierunek, w którym może rozwijać się sektor gazowy Rosji.

\* \* \*

W wyniku wprowadzenia międzynarodowych sankcji na Federację Rosyjską oraz w wyniku spadków cen ropy naftowej i gazu ziemnego na światowych rynkach, rosyjski rząd już kolejny rok boryka się ze spadkiem wpływów do budżetu. Można przypuszczać, że Rosjanie nie zakładali aż takich konsekwencji gospodarczych dla swoich działań. Dochody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego stanowią około 50% dochodów budżetu federalnego Rosji. Może to oznaczać poważny kryzys finansowy Federacji Rosyjskiej.

Rosyjski rynek gazu ziemnego ulega dziś widocznym zmianom. Mimo teoretycznych i technicznych możliwości wydobycia zauważalny jest spadek produkcji największego rosyjskiego producenta gazu ziemnego, jakim jest Gazprom, przy systematycznym wzroście znaczenia „alternatywnych” producentów. Udało im się zwiększyć produkcję, przejąc lokalnych klientów i, co bardzo ważne, rozważają oni rozwój w kierunku azjatyckim, a także europejskim. Jest to przecież historyczna strefa wpływów Gazpromu, politycznie broniona przez Kreml. Oznacza to, iż gazowy gigant staje dziś przed poważnymi decyzjami związanymi ze swoją strategią w sektorze produkcji i sprzedaży oraz eksportu.

Niskie ceny gazu powodują, że Europa, wciąż zależna od dostaw błękitnego surowca przesyłanego tradycyjną infrastrukturą gazową z kierunku wschodniego, zaczyna coraz mocniej rozważać i uczyć się możliwości korzystania i wykorzystywania dywersyfikacji źródeł dostaw. Przy obecnej polityce klimatycznej, odejściu od węgla i otwartej krytyce energii z atomu, gaz ziemny będzie jednym z najważniejszych paliw kopalnych w europejskim *energy mix*. Do 2030 roku znaczna część krajów europejskich jest związana z Gazpromem kontraktami długoterminowymi. 51% z nich jest nadal indeksowane w odniesieniu do cen ropy naftowej. Spadki cen ropy naftowej od czerwca 2014 roku pociągnęły za sobą spadki cen eksportowanego do Europy gazu ziemnego z Rosji. Mając na uwadze dostępną europejską produkcję, jej spadki na holenderskim złożu Groningen oraz wpływ niskich cen gazu na możliwy spadek produkcji na Morzu Północnym, Rosja – chcąc zostać głównym dostawcą gazu do Europy – musi dostosować się do nowych warunków panujących na rynku. Warunki te mogą zmienić się tak szybko, jak szybko „odbije się” cena ropy naftowej.

Bez wątpienia, od kilku lat Rosja próbuje wyrzucić na Europie wrażenie, iż nie ma ona możliwości czy potrzeby rezygnować z zakupów rosyjskiego gazu. W pełni zgadzamy się z tym założeniem, mając na uwadze iż Europa nie ma po-

trzeby zrezygnować z zakupów rosyjskiego gazu w przypadku, gdy jego cena jest w pełni uzasadniona, gdy kontrakty nie są obciążone antykonkurencyjnymi klauzulami (to oczywiście oceni Komisja Europejska), a infrastruktura europejska pozwala zakupić i łatwo odebrać gaz z dowolnego, innego niż rosyjski, kierunku. Aby móc wywierać ciągłą presję na rosyjskim dostawcy, Europa albo lepiej Unia Europejska musi posiadać zaplecze infrastrukturalne i polityczne. Ale nie może być „na garnuszkę” bezpieczeństwa gwarantowanego wyłącznie przez USA. Surowcowe relacje między Federacją Rosyjską a Europą od dawna można porównywać z „zaaranżowanym małżeństwem”, w którym partnerzy nie darzą się wielkim uczuciem... Najwyższy czas, aby Europa – jako jeden z partnerów – zaczęła pokazywać, że gra w tym „związku” równie poważną rolę, jak jej „partner”.

Rosja, niestety z pomocą poszczególnych europejskich krajów (głównie Niemiec, ale również Włoch i Francji) oraz poprzez różne projekty stara się „odciąć” Europę od zewnętrznych dostaw błękitnego surowca. South Stream i Turkish Stream to na razie projekty anulowane bądź zawieszono, ale możemy być pewni, że Rosja będzie starać się do nich powrócić tak szybko, jak tylko będzie w stanie poprawić swoją kondycję ekonomiczną. Wystarczy zwrócić uwagę, z jaką łatwością w czasie nałożonych sankcji międzynarodowych oraz podczas prowadzonego przez Komisję Europejską postępowania prowadzi ona lobby dla projektu dwóch kolejnych nitek Nord Stream 2.

Również bez większych problemów oraz zupełnie legalnie, pod przykrywką gwarancji przesyłu, Gazprom przejmuje i zwiększa swoje moce magazynowe w Europie. Znaczna ich wielkość pozwoli Gazpromowi bardzo łatwo podbijać lub obniżać ceny gazu na europejskich giełdach lub przynajmniej w krajach, które są dziś uważane za referencyjne, np. w Niemczech. Jeśli utrzyma się ten trend i nowe kontrakty długoterminowe na dostawy gazu ziemnego z Rosji będą podpisywane w formule opartej na cenach gazu na giełdach europejskich, może to pozwolić Gazpromowi, w bardzo łatwy sposób, wpływać na tak ustaloną formułę cenową.

Rosja, ale głównie Gazprom, znajduje się dziś pod presją utrzymania swojego udziału na rynku europejskim oraz utrzymania dotychczasowych klientów. Musi też szukać nowych rynków dla swojego gazu ziemnego. Gazprom dysponuje dziś rozbudowaną i w większości spleconą infrastrukturą, którą będzie musiał wykorzystywać, ponieważ Rosja bez sprzedaży gazu ziemnego nie jest w stanie zamknąć budżetu. Zakładając racjonalny i ekonomiczny scenariusz, nie myśląc o możliwych „specjalnych i politycznych” decyzjach, jak to jest obecnie w stosunku do Turcji lub od dłuższego czasu w relacjach z Ukrainą, a kiedyś było w relacjach z Polską czy krajami bałtyckimi, Rosja jeszcze przez dłuższy czas będzie musiała sprzedawać gaz do Europy. Pytanie, które pozostaje dziś otwarte, to ile ten gaz będzie nas kosztował i czy możliwe znaczne dostawy LNG będą w stanie obniżyć cenę?

Rosja poprzez Gazprom, ale także inne firmy, takie jak Rosnieft i Novatek, stara się pokazać, że Europa nie jest dziś dla niej najważniejszym partnerem. Wszystkie firmy rozważają kierunek azjatycki jako przyszły kierunek rozwoju dla sprzedaży gazu ziemnego. Mówi się o projektach gazociągów oraz

o projektach terminali LNG. Po pierwsze, projekty te mogą być systematycznie wyhamowywane i w efekcie znacznie opóźnione przez niższe ceny gazu ziemnego, co w efekcie spowoduje niższe wpływy do budżetu firm i Federacji Rosyjskiej. Nie oznacza to jednak, że nie zostaną one w ogóle ukończone

Po drugie, międzynarodowe sankcje dotknęły poszczególne firmy z sektora gazowego, ale również ich projekty. Najlepszym przykładem jest projekt Yamal LNG, który w początkowej wersji zakładał zakup technologii LNG od American Air Products & Chemicals, ale Novatek zdecydował się jednak na podpisanie kontraktów z China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) oraz z Philippine company AG&P. Brak doświadczenia tych firm przy tak skomplikowanym przedsięwzięciu może być krytykowany, jednak kierunek i wybór azjatyckich dostawców pokazuje możliwą destynację dla rosyjskiego skroplonego, i nie tylko, gazu ziemnego.

**Andrzej Sikora, Mateusz Sikora**

**Dr inż. Andrzej Paweł Sikora, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków, Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o. w Warszawie; mgr Mateusz Piotr Sikora, Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o. Paryż/Warszawa.**

Literatura: dostępna w redakcji

<sup>1</sup> <http://biznesalert.pl/rosja-utrzymala-monopol-gazpromu-novatek-chce-sprzedawac-jego-gaz-w-europie/> Jak informuje Gazeta.ru, powołując się na Leonida Michelsona, szefa Novateku, spółka jest gotowa kupować od Gazprom Eksport gaz ziemny na potrzeby późniejszej jego sprzedaży w Europie.

– *W Europie sprzedajemy cudzy gaz i jesteśmy gotowi kupować go od Gazprom Eksport na potrzeby późniejszej sprzedaży na rynku europejskim* – powiedział Michelson.

Dodał, że już od czterech lat Novatek działa w Europie, a dwie trzecie sprzedaży dokonywane jest na podstawie kontraktów długoterminowych. Jak na początku marca informowały „Wiedomosti”, powołując się na kilka źródeł informacji w Novateku, zwrócił się on do prezydenta Rosji Władimira Putina z prośbą o dopuszczenie spółki do eksportu gazu do Europy.

Gazeta jest w posiadaniu listu Aleksandra Nowaka, ministra energetyki, do rosyjskiego przywódcy. Minister poinformował w nim, że resort wypełnił polecenie Władimira Putina i „rozpatrzył wniosek Novateku o umożliwienie eksportu gazu do Europy przez Gazprom Eksport, z utrzymaniem jednego kanału eksportowego”.

Ponadto – jak informował 23 lipca BiznesAlert w przygotowanej przez Rosnieft alternatywnej koncepcji rozwoju wewnętrznego rynku gazu – spółka proponuje dalszą liberalizację eksportu gazu ziemnego i skroplonego gazu ziemnego (LNG) dla strategicznych projektów oraz wprowadzenie w 2016 roku odpowiednich zmian prawnych. Ponadto, Rosnieft za racjonalne uważa, aby do 2025 roku wydzielić rosyjski system transportu gazu oraz podziemne magazyny surowca oraz przenieść je do odrębnej od Gazpromu spółki.

Co ciekawe, odnosząc się do informacji mediów, Dmitrij Pieskow, rzecznik prezydenta Rosji, podkreślił, że decyzja w sprawie prośby Novateku nie została podjęta.

<sup>2</sup> <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/ykv/>

<sup>3</sup> <http://biznesalert.pl/w-maju-ekspersi-ocenia-oplaczalnosc-gazociagu-rosja-indie/>

<sup>4</sup> Tatiana Mitrova, Russian LNG: The Long Road to Export, IFRI Russia. Nei. Reports no. 16 (Paris: Institut français des relations internationales, December 2013), 3 and 19.

<sup>5</sup> Shell 27.5% (minus jedna akcja), Gazprom 50% (plus jedna akcja), Mitsui 12.5%, Mitsubishi 10%.

<sup>6</sup> <http://www.total.com/fr/expertise-energies/projets/petrole-gaz/gnl/yamal-Ing>

# Technologie *Power-to-gas*

Maciej Chaczykowski, Andrzej J. Osiadacz

## Analiza wrażliwości elementów systemu gazowniczego na podwyższone stężenie wodoru w sieci

Zatłaczanie wodoru produkowanego w instalacjach Power-to-gas do sieci gazowej jest interesującym rozwiązaniem, ponieważ umożliwia integrację systemów elektroenergetycznego i gazowniczego w celu magazynowania nadwyżek energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych. Kilka projektów demonstracyjnych, mających na celu wykazanie możliwości zatłaczania wodoru do sieci gazowej, jest obecnie w fazie projektowania lub eksploatacji w Europie i na świecie, w tym instalacja w Falkenhagen we wschodnich Niemczech [Schneider, 2013]. Otwarta w 2013 roku instalacja o mocy 2 MW wytwarza nominalnie 360 m<sup>3</sup>/h wodoru zatłaczanego do regionalnej sieci przesyłowej i jest największą tego typu instalacją na świecie. Podczas gdy zatłaczanie biometanu do sieci gazowej nie niesie ze sobą żadnego ryzyka, zatłaczanie wodoru może okazać się problematyczne, gdyż rodzi wiele pytań związanych z wrażliwością poszczególnych elementów systemu na podwyższone stężenia wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym. Celem artykułu jest przybliżenie wyników prac badawczych prowadzonych w tym zakresie na świecie oraz prezentacja wyników badań mających na celu ocenę możliwości zatłaczania wodoru do lokalnej sieci dystrybucyjnej w polskich warunkach.

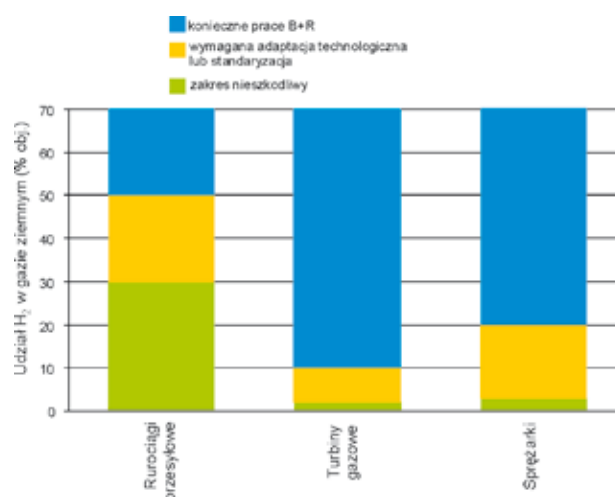
## Dopuszczalne stężenia wodoru w elementach systemu gazowniczego

Powszechnie stosowanymi nośnikami energii w gazownictwie są mieszaniny węglowodorów, których głównym składnikiem jest metan. W ostatnich latach czynione są próby wykorzystania jako nośnika energii również wodoru. Z powodu małych rozmiarów cząsteczki, małej masy i małej lepkości wodoru wykazuje skłonność do wycieków w większym stopniu niż mieszaniny węglowodorów. Potrafi również dyfundować przez ściany zbiorników, w których jest magazynowany. Z tego powodu w normie DIN 51624:2008 *Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Erdgas – Anforderungen und Prüfverfahren* ograniczono dopuszczalny udział wodoru w mieszaninach ze sprężonym gazem ziemnym (CNG) stosowanym do zasilania pojazdów samochodowych do 2% obj. Ponadto zakłada się, że zbiorniki na sprężony gaz ziemny CNG zawierający wodoru powinny być wykonane ze stali, a w przypadku zbiorników kompozytowych powinny posiadać warstwę barierową wykonaną z metalu, np. aluminium [Hüttenrauch i Müller-Syring, 2010].

Generalnie, dopuszczalna ilość wodoru w sieci gazowej powinna być określana indywidualnie, z uwzględnieniem struktury sieci, składu gazu ziemnego, strumienia gazu oraz wyposażenia odbiorców w urządzenia gazowe. Jednakże poszczególne kraje starają się uogólnić wytyczne w tym zakresie. Na przy-

kład dopuszczalne stężenie wodoru w gazie ziemnym w sieci przesyłowej w Holandii wynosi 2% obj. [Grond i in., 2013], natomiast analogiczna wartość podana w standardzie technicznym DVGW G 262 dla rynku niemieckiego wynosi 5%. Niemieckie stowarzyszenie naukowo-techniczne branży gazowniczey i wodociągowej (DVGW) zleciło partnerom w przemyśle i w ośrodkach naukowych przeprowadzenie badań w celu określenia maksymalnego dopuszczalnego stężenia wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym w poszczególnych elementach systemu gazowniczego. W raporcie końcowym określono pięć obszarów funkcjonalnych łańcucha dostaw gazu [Müller-Syring i in., 2012]: (I) transport, (II) magazynowanie, (III) pomiar i regulacja, (IV) dystrybucja gazu i (V) użytkowanie, które obejmowały 30 procesów technologicznych. Dla każdego procesu zostały zidentyfikowane dopuszczalne stężenia wodoru, podane za pomocą trzech progów, dla których: a) mieszanie wodoru jest nieszkodliwe, b) wymagana jest adaptacja technologiczna bądź regulacja administracyjna oraz c) prace badawczo-rozwojowe są nadal potrzebne. Dane dotyczące wrażliwości elementów systemu gazowniczego na zawartość H<sub>2</sub> w gazie ziemnym przedstawiono na rysunkach 1–5. Kolorem zielonym oznaczono na wykresach zakres stężeń wodoru niestwarzających problemów eksploatacyjnych, żółtym – zakres, w którym istnieje konieczność standaryzacji, natomiast niebieskim – zakres, w którym konieczne są prace badawcze.

Rys. 1. Wrażliwość elementów systemu przesyłowego gazu na zawartość H<sub>2</sub> w gazie ziemnym [Müller-Syring i in., 2012]



Na rys. 1. przedstawiono rezultaty prac w odniesieniu do procesów związanych z transportem gazu. Zawartości wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym uważane jako „niekrytyczne” zmieniły się od 50% dla materiału rurociągu, poprzez 20% w odniesieniu do pracy sprężarki, do 10% w odniesieniu do

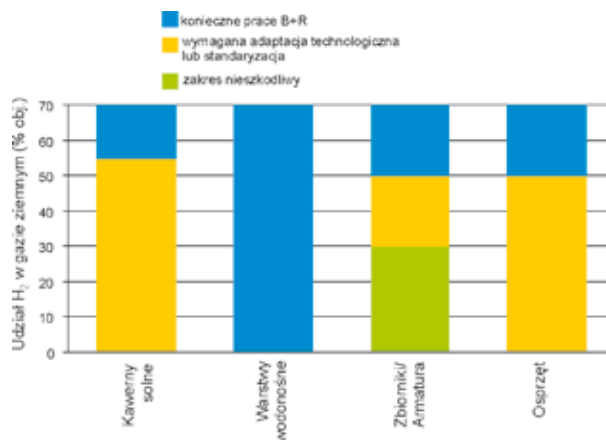


pracy turbiny gazowej. Powodem ww. ograniczeń jest fakt, iż wodór ze względu na małą średnicę atomu łatwo dyfunduje w strukturach krystalicznych żelaza nawet w temperaturze pokojowej. Badania wykazały, że przenikanie i dyfuzja wodoru w dużej mierze uzależnione są od struktury metalu, temperatury, ciśnienia, stanu powierzchni, pierwiastków chemicznych znajdujących się w strukturze stali, a także stanu naprężenia. Wodór oddziałuje z defektami struktury, takimi jak dyslokacje, granice ziaren i faz oraz wtrącenia niemetaliczne. Oddziaływanie to, nazywane od mechanizmu działania pułapkowaniem, w znacznym stopniu modyfikuje transport wodoru i wpływa na przebieg niszczenia wodorowego metali. Obecność wodoru w metalach i stopach wywiera niekorzystny wpływ na ich właściwości fizyczne, mechaniczne i elektrochemiczne, objawiający się m.in. zmniejszoną wytrzymałością mechaniczną i zwiększoną kruchością. Ponadto, wodór intensyfikuje przebieg procesów korozji stali i stopów. Pod wpływem oddziaływania wodoru w różny sposób przebiegają też procesy ich niszczenia. Wodór, który przeniknął do stali, w znacznym stopniu zmienia jej właściwości mechaniczno-użytkowe, a stopień tych zmian jest zależny m.in. od składu chemicznego stali, mikrostruktury, stopnia zanieczyszczenia, a także od rodzaju zastosowanej obróbki cieplnej i mechanicznej, którym została poddana. Nawodorowanie wywiera największy wpływ na jej właściwości wytrzymałościowe i plastyczne.

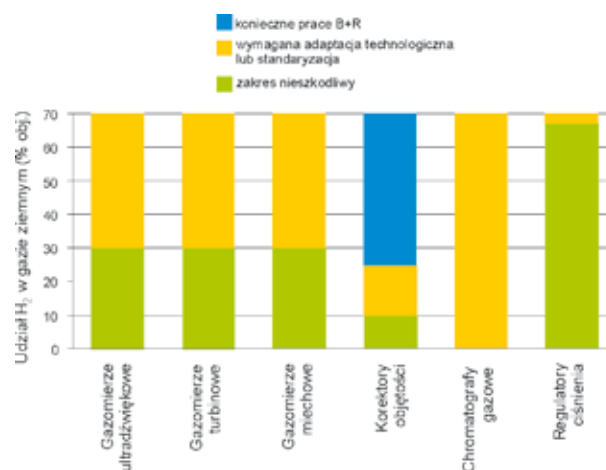
Turbiny gazowe, wyposażone w niskoemisyjne palniki z wstępnym wymieszaniem paliwa, mogą być wrażliwe na obecność wodoru w paliwie, dlatego obecnie dopuszczalny udział wodoru w paliwie ograniczono do 5% obj., a czasami nawet do 1% obj. Należy jednak podkreślić, że istnieje duży potencjał podniesienia ww. limitów, na przykład niektórzy producenci turbin (Solar, Siemens) deklarują dopuszczalny udział wodoru w paliwie na poziomie odpowiednio 4% obj. i 15% obj. Ograniczenia w przypadku sprężarek dotyczą przede wszystkim koniecznego wzrostu strumienia gazu (przepustowości), kompensującego spadki kaloryczności mieszaniny gaz ziemny-wodór, w związku z koniecznością dostarczenia jednakowego strumienia energii (mocy zamówionej) przez system przesyłowy.

Biorąc pod uwagę roczne zużycie gazu w Polsce na poziomie 180 TWh (około 16 mld m<sup>3</sup>), jedynym dostępnym rozwiązaniem, jeśli chodzi o długoterminowe magazynowanie gazu w odpowiedzi na sezonową nierównomierność zużycia, jest zastosowanie podziemnych magazynów gazu. Problem nierównomierności dotyczy również zużycia energii elektrycznej, a zwiększone zapotrzebowanie na tzw. szczytowe moce wytwórcze pojawia się w przypadku dużego udziału źródeł odnawialnych w bilansie wytwarzania energii. Na przykład w Niemczech prognozuje się, że przy 80-procentowym udziale odnawialnych źródeł energii w bilansie wytwarzania energii (rok 2050), zapotrzebowanie na długoterminową pojemność magazynową (odpowiednio 17 dni) będzie wynosiło 7,5 TWh [Adamek i in., 2012]. Technologie *Power-to-gas* w połączeniu z podziemnym magazynowaniem wodoru lub mieszanin gaz ziemny-wodór obecnie są jedynym rozważanym rozwiązaniem przy pojemnościach magazynowych tej skali i przyjętym horyzoncie czasowym. Wrażliwość elementów systemu magazynowania na podwyższony udział wodoru w mieszaninie z gazem

Rys. 2. Wrażliwość elementów systemu magazynowania na zawartość H<sub>2</sub> w gazie ziemnym [Müller-Syring i in., 2012]



Rys. 3. Wrażliwość urządzeń pomiarowych i regulacyjnych na zawartość H<sub>2</sub> w gazie ziemnym [Müller-Syring i in., 2012]



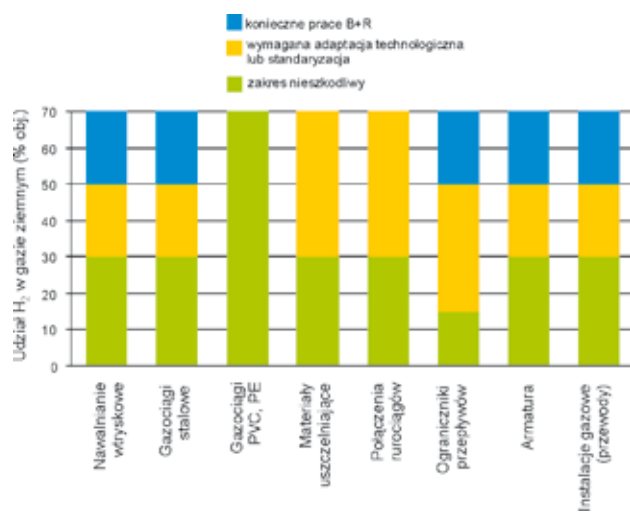
ziemnym przedstawiono na rys. 2. Doświadczenia zebrane przy magazynowaniu gazu miejskiego, zawierającego do 90% wodoru na początku lat 90. pokazują techniczną możliwość magazynowania w strukturach zawodnionych, m.in. z uwagi na nieszczelności, ryzyko tworzenia się hydratów oraz sprzyjanie wilgotnego środowiska rozwojowi mikroorganizmów i procesowi korozji.

Wrażliwość aparatury kontrolno-pomiarowej na podwyższony udział wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym przedstawiono na rys. 3. Problemy dotyczą głównie przeliczników objętości oraz chromatografów gazowych. W przypadku układów korekcyjnych stosowane obecnie procedury wyznaczania współczynnika ściśłości na podstawie wirialnego równania stanu (SGERG-88 oraz AGA8-DC92) posiadają ograniczenia, jeśli chodzi o udział wodoru w mieszaninie gazu ziemnego na poziomie 10%. Nowsze równanie stanu [GERG, 2004] nie narzuca tego typu ograniczenia i pozwala na wyznaczenie gęstości dwuskładnikowej mieszaniny metan-wodór z niepewnością ± 0,07–0,1%, przy udziale molowym wodoru 15–75% i w szerokim zakresie wartości temperatury i ciśnienia. Największym problemem w obszarze urządzeń pomiarowych jest brak możliwości pomiaru obecności wodoru w mieszaninie z gazem

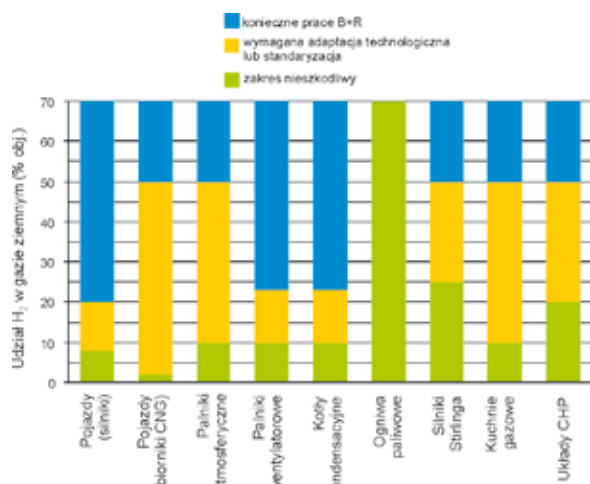
ziemnym przy wyznaczaniu składu gazu ziemnego na potrzeby pomiaru kaloryczności we wszystkich chromatografach procesowych zainstalowanych przed 2013 r. W urządzeniach tych niemiecka administracja miar (PTB) narzuca górny limit udziału wodoru w mieszaninie na poziomie 0,2% [Spohn i Klaas, 2015].

Na rys. 4. przedstawiono wyniki badań oceny wpływu podwyższonych stężeń wodoru w gazie ziemnym w systemach dystrybucyjnych. Rozwiązania techniczne stosowane w systemach dystrybucyjnych nie stwarzają przeszkód w zwiększeniu udziału wodoru w gazie ziemnym. Sygnalizowane 15-procentowe ograniczenie na udział wodoru w ogranicznikach przepływu wynika ze zmiany kaloryczności i strumienia gazu, powodujących wzrost prędkości przepływu strumienia w celu dostarczenia jednakowej ilości energii. Na przykład mieszanina metan-wodór o udziałach masowych 85%/15% w sieciach dystrybucyjnych niskiego i średniego ciśnienia (nadciśnienie odpowiednio 10 i 400 kPa) będzie miała 1,7 razy większą prędkość przepływu w porównaniu z czystym metanem, przy założeniu jednakowego strumienia energii dostarczanego gazu. Wyniki badań wrażliwości odbiorników gazu na podwyższone udziały wodoru przedstawiono na rys. 5. Doświadczenia eks-

Rys. 4. Wrażliwość elementów systemu dystrybucyjnego na zawartość  $H_2$  w gazie ziemnym [Müller-Syring i in., 2012]



Rys. 5. Wrażliwość odbiorników gazu na zawartość  $H_2$  w gazie ziemnym [Müller-Syring i in., 2012]



ploatacyjne floty autobusów CNG w Szwecji (Malmö) pokazują, że domieszka 8% obj. wodoru do gazu ziemnego nie stanowi obecnie problemu, z perspektywą zwiększenia jego udziału do 20%. Istotny problem stanowi ograniczenie 2% obj. dla stalowych zbiorników w pojazdach zasilanych CNG, zalecane w normie DIN 51624. Rozwiązaniem jest, oczywiście, zastosowanie zbiorników kompozytowych. Palniki kotłów i kuchni gazowych są przygotowane do spalania mieszaniny gazu ziemnego z wodorem, przy udziale wodoru do 10% obj. Wyższy udział wodoru wymaga regulacji urządzeń (np. wymiana dyszy w kuchni gazowej) w celu uzyskania jednakowej mocy palnika. W przypadku tłokowych silników spalinowych pracujących w układach kogeneracyjnych większe prędkości propagacji płomienia mieszanin gazu ziemnego z wodorem mają pozytywny wpływ na sprawność silnika i jednocześnie negatywny na poziom emisji tlenków azotu, jednak przy udziale wodoru nieprzekraczającym 15% obj. ww. efekty nie są znaczące.

W związku z brakiem wytycznych odnośnie do projektowania i budowy instalacji *Power-to-gas* opracowano nowy standard DVGW G 265-3, dotyczący projektowania i budowy instalacji zatłaczania wodoru do sieci gazowej. Kwestie dostarczania wodoru do sieci poruszane są również w standardzie DVGW G 262, dotyczącym zatłaczania biometanu [Spohn i Klaas, 2015].

## Śledzenie zmian jakości gazu w sieci

Jednym z podstawowych problemów dotyczących procesu zatłaczania wodoru do sieci dystrybucyjnej jest spadek kaloryczności mieszaniny gazu ziemnego z wodorem (licząc objętościowo). W związku z koniecznością dostarczenia jednakowego strumienia energii chemicznej paliwa (mocy zamówionej) do odbiorców powoduje on zwiększenie strumienia gazu w sieci w celu kompensacji spadku kaloryczności. Wprowadzanie wodoru do sieci powinno być zatem poprzedzone analizą zapasu przepustowości sieci, z uwzględnieniem reguł mieszania gazu w węzłach sieci oraz dodatkowych spadków ciśnienia w odcinkach sieci, spowodowanych zwiększoną prędkością przepływu gazu. Ponadto, mieszanina gazu ziemnego z wodorem wykazuje inne właściwości termodynamiczne niż właściwości gazu ziemnego, w związku z czym zalecanym równaniem stanu do obliczeń gęstości gazu jest równanie GERG 2004.

Przy założeniu, że analizowana sieć składa się z  $N$  węzłów,  $M$  łuków oraz  $IU$  elementów nieliniowych (źródeł, regulatorów przepływu lub ciśnienia, zaworów odcinających), model matematyczny przepływu gazu w sieci, pozwalający na śledzenie zmian jakości gazu, tworzą następujące równania [Osiaacz, 2000]:

- $N$  równań opisujących bilans strumieni w węzłach (I prawo Kirchhoffa)

$$\sum_{k \in C_i} a_{ik} Q_k = S_i \quad (1)$$

gdzie  $C_i$  jest zbiorem łuków incydentnych do węzła  $i$ ,  $a_{ik} = \pm 1$  w zależności od tego, czy łuk  $k$  ma początek (+1) lub koniec (-1) w węźle  $i$ ,  $S_i$  jest strumieniem gazu dostarczanego do źródła w węźle  $i$ .

- $M$  równań opisujących spadek ciśnienia w łukach sieci za pomocą wartości ciśnienia w węzłach  $p$  (II prawo Kirchhoffa)

$$p_i^2 - p_j^2 = c \frac{L_k}{D_k^5} Q_k |Q_k| \quad (2)$$

gdzie  $p_i - p_j$  jest spadkiem ciśnienia w rurociągu, który tworzy łuk  $k$ , posiadającym węzeł początkowy  $i$  oraz węzeł końcowy  $j$ ,  $L_k$  jest długością rurociągu  $k$ ,  $D_k$  jest średnicą rurociągu  $k$ ,  $Q_k$  jest strumieniem gazu płynącego w rurociągu  $k$ ,  $c$  jest współczynnikiem w równaniu przepływu zależnym od składu gazu i materiału rurociągu

•  $N$  równań opisujących bilans energii chemicznej w węzłach sieci (reguła mieszania)

$$\sum_{k \in C_i} H_k Q_k = H_i \sum_{k \in C_i} Q_k \quad (3)$$

gdzie  $H_k$  jest ciepłem spalania gazu dopływającego do węzła  $i$  rurociągiem  $k$ ,  $H_i$  jest ciepłem spalania gazu w węźle  $i$ .

Równania (1) mogą być zapisane z wykorzystaniem macierzy incydencji węzłów i łuków o wymiarach  $(N \times M)$ . Obliczenia hydrauliczne sieci rozpoczynają się od założenia przybliżonych przepływów w łukach sieci, które w kroku startowym nie muszą spełniać równania (1). W kolejnych krokach obliczeń wyznaczone są nowe wartości ciśnienia w węzłach sieci, rozwiązując układ równań w zapisie macierzowym

$$\mathbf{Jp} = \mathbf{F} \quad (4)$$

gdzie  $\mathbf{J}$  jest macierzą Jacobiego o wymiarach  $(N \times N)$ ,  $\mathbf{p}$  jest wektorem wartości ciśnienia w węzłach sieci  $(N \times 1)$ ,  $\mathbf{F}$  jest wektorem prawych stron układu równań  $(N \times 1)$ , wyrażających niezbilansowanie przepływów w węzłach sieci. Po tym, jak obliczone zostają nowe wartości ciśnienia w węzłach sieci, nowe przepływy w łukach sieci wyznaczone są z równania (2). Macierz  $\mathbf{J}$  jest macierzą rozrzedzoną, dlatego układ równań (4) rozwiązywany jest z wykorzystaniem technik faktoryzacji macierzy, opartych na permutacjach zbioru węzłów i pozwalających przechowywać w pamięci komputera tylko niezerowe elementy macierzy  $\mathbf{J}$ . Jednocześnie rozwiązywane są równania opisujące elementy nieliniowe. Dysponując nowymi przepływami w łukach sieci możemy określić ciepło spalania w węzłach sieci z równania

$$\mathbf{GH} = \mathbf{b} \quad (5)$$

gdzie  $\mathbf{G}$  jest macierzą współczynników o wymiarach  $(N \times N)$ , zawierającą przepływy w łukach sieci,  $\mathbf{H}$  jest wektorem wartości ciepła spalania w węzłach  $(N \times 1)$ ,  $\mathbf{b}$  jest wektorem prawych stron, zawierającym sumy iloczynów ciepła spalania i strumienia gazu  $(N \times 1)$ . Rozwiązanie układu równań (5) jest możliwe jedynie przy niezerowych przepływach w łukach sieci.

Algorytm śledzenia zmian jakości gazu w sieci możemy zatem opisać następującą procedurą:

- 1) przyjmij startowe wartości ciepła spalania w węzłach sieci,
- 2) wyznacz ciśnienia w węzłach sieci (równanie (4)) i przepływy w łukach sieci (równanie (2)),
- 3) wyznacz nowe wartości ciepła spalania w węzłach sieci (równanie (5)),
- 4) wyznacz nowe wartości ciśnienia w węzłach sieci i przepływów w łukach sieci.

Powtarzaj wykonywanie instrukcji 3) i 4) aż do spełnienia warunku zaniedbywanych zmian ciepła spalania w kolejnych krokach.

## Wyniki symulacji procesu zatłaczania wodoru do sieci gazowej na przykładzie wybranej sieci dystrybucyjnej w warunkach polskich

Badania symulacyjne przeprowadzono dla sieci gazowej Chełmna [Osiadacz i in., 2012]. Sieć składa się z 390 węzłów, 416 rurociągów i 1167 przyłączy. Sieć jest zasilana z jednej stacji gazowej wysokiego ciśnienia o nominalnej przepustowości 9000 m<sup>3</sup>/h i 18 stacji średniego ciśnienia, w tym czterech o przepustowości odpowiednio 2000 m<sup>3</sup>/h, 3500 m<sup>3</sup>/h, 600 m<sup>3</sup>/h oraz 1600 m<sup>3</sup>/h, jednego punktu redukcyjno-pomiarowego o przepustowości 60 m<sup>3</sup>/h i trzynastu stacji redukcyjno-pomiarowych zlokalizowanych bezpośrednio u odbiorców. Strukturę sieci w formie mapy tematycznej GIS przedstawiono na rys. 6. Sieć gazowa, której odcinki oznaczono kolorem czerwonym, jest siecią średniego ciśnienia, natomiast odcinki oznaczone kolorem niebieskim należą do sieci niskiego ciśnienia. Łączna długość gazociągów wynosi 41,2 km, natomiast długość przyłączy wynosi 19,5 km. Krótką charakterystykę sieci przedstawiono w tabeli 1. Charakterystyczną cechą sieci jest jej nieplanarność, spowodowana dużymi różnicami wysokości położenia terenu. Rzędne węzłów mają wartości od 24,7 do 86,4 m.

Tabela 1. Charakterystyka dystrybucyjnej sieci gazowej w Chełmnie

Rodzaj sieci	Średniego ciśnienia	Niskiego ciśnienia
Długość gazociągów (km)	13,4	27,8
Długość przyłączy (km)	3	16,5
Liczba przyłączy	119	1124
Zakres średnic	DN50-DN450	DN63-DN250

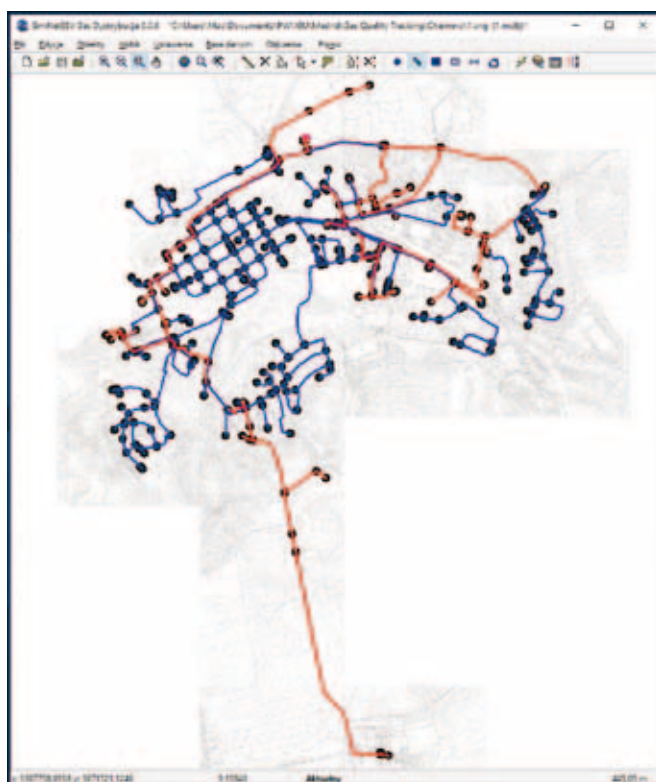
Obliczenia symulacyjne sieci przeprowadzono z wykorzystaniem autorskiego pakietu oprogramowania SimNet SSV dla parametrów pracy sieci, odpowiadających warunkom szczytowego zapotrzebowania na gaz w okresie zimowym 2012 r. oraz dla rzeczywistego składu gazu ziemnego wysokometanowego rozprzodzanego siecią (tabela 2.).

Tabela 2. Dane dotyczące składu gazu

Składnik	Udział molowy (%)
C1	96,640
C2	1,240
C3	0,300
C4	0,150
C5	0,050
C6	0,400
N <sub>2</sub>	1,880
CO <sub>2</sub>	0,340
Gęstość (kg/m <sup>3</sup> )	0,749
Gęstość względna	0,579
Ciepło spalania (MJ/m <sup>3</sup> )	39,745
Wartość opałowa (MJ/m <sup>3</sup> )	35,842
Liczba Wobbego	52,23

Rezultaty symulacji pokazały minimalne wartości ciśnienia w sieciach średniego i niskiego ciśnienia, wynoszące odpowiednio 203,4 kPa oraz 2,0 kPa. Jednocześnie symulacja pozwoliła wskazać 8 miejsc w sieci gazowej niskiego ciśnienia o niedotrzymanych parametrach przepływu, tj. przekroczonych prędkościach przepływu gazu, z których najwyższą miała wartość 11,7 m/s. Są to miejsca ewidentnych przewężeń na sieci (tzw. wąskich gardeł), którymi okazały się krótkie odcinki sieci, zlokalizowane w dzielnicy Stare Miasto.

Rys. 6. Struktura sieci gazowej w Chełmnie



W drugim etapie badań przeprowadzono symulację rozprężenia mieszaniny gazu ziemnego z wodorem w sieci, zakładając dwa warianty procesu zatłaczania wodoru: dostarczany jest do sieci w ilości odpowiednio 2% oraz 10% udziału objętościowego na wybranej stacji gazowej średniego ciśnienia (oznaczonej na mapie czerwonym kwadratem). Mapy tematyczne prezentujące dystrybucję ciepła spalania gazu w sieci dla ww. wariantów pracy sieci przedstawiono na rys. 7 i 8.

Przeprowadzone obliczenia wykazały, że minimalne wartości ciepła spalania w sieci w wariancie pierwszym i drugim wynoszą odpowiednio 39,383 MJ/m<sup>3</sup> oraz 37,936 MJ/m<sup>3</sup>. Należy zwrócić uwagę, że minimalna wartość ciepła spalania gazu ziemnego grupy E, przesyłanego siecią gazową, wynosi 38,000 MJ/m<sup>3</sup>, co pozwala stwierdzić, iż lokalizacja miejsca zatłaczania w połączeniu ze składem gazu obecnie rozprowadzanego siecią uniemożliwia zatłaczanie wodoru w analizowanej sieci w ilości 10% udziału objętościowego. Kolorem czerwonym na rys. 8. oznaczono węzły, w których wartość kaloryczności gazu jest poniżej poziomu dopuszczalnego (38,000 MJ/m<sup>3</sup>) lub na krytycznie niskim poziomie (przyjęto poniżej 38,170 MJ/m<sup>3</sup>).

Rys. 7. Rozkład ciepła spalania mieszaniny gaz ziemny/wodór w wariancie pierwszym (98%/2%).



Rys. 8. Rozkład ciepła spalania mieszaniny gaz ziemny/wodór w wariancie drugim (90%/10%).



## Wnioski

W artykule przedstawiono dostępne w literaturze wyniki badań w zakresie możliwości zatłaczania wodoru do sieci gazowej, pozwalające na szacunkowe określenie dopuszczalnych stężeń wodoru w elementach systemu gazowniczego. Dopuszczalne stężenie wodoru w sieci gazowej powinno być określone indywidualnie dla każdej sieci, biorąc pod uwagę strukturę sieci, miejsce zatłaczania, skład gazu ziemnego oraz wyposażenie odbiorców w różne kategorie odbiorników gazu. Oczkowe struktury sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz nierównomierność poboru gazu w praktyce powodują konieczność przeprowadzenia szczegółowych obliczeń hydraulicznych z wykorzystaniem symulatorów pozwalających na śledzenie zmian składu gazu w celu określenia dopuszczalnej ilości wodoru zatłaczanego do sieci.

**Maciej Chaczykowski, Andrzej J. Osiańczak**  
Zakład Systemów Ciepłowniczych i Gazowniczych, Politechnika  
Warszawska

# Equalizer wprowadza na rynek gamę produktów NutSplitter

Michael Machnik

Firma Equalizer International, zajmująca się projektowaniem i budową narzędzi do konserwacji połączeń kołnierzowych dla sektora energii, podczas konferencji Offshore Europe 2015 przedstawiła swoją najnowszą gamę narzędzi NutSplitter.

Gama produktów NutSplitter, zaprojektowana specjalnie dla potrzeb śrubowych połączeń kołnierzowych rurociągów, posiada cylinder hydrauliczny wbudowany w głowicę tnącą. Dzięki budowie geometrycznej głowica tnąca nadaje się do wykorzystania w połączeniach kołnierzowych o zróżnicowanych parametrach. Dodatkowo, zintegrowana nakładka stalowa osłania strefę cięcia, chroniąc przed ruchomymi cząstkami, natomiast wytrzymała rączka z tworzywa kompozytowego zapewnia tłumienie wibracji i wstrząsów.

W jednym z wariantów urządzenie posiada wbudowaną na stałe pompę, dzięki



czemu może być stosowane w warunkach podwodnych i na wysokościach, eliminuje to bowiem potrzebę stosowania przewodów, złączek i oddzielnych pomp hydraulicznych.

– W czasach, gdy firmy poszukują możliwości redukcji kosztów, przy utrzymaniu standardów bezpieczeństwa, gama przecina-



ków do nakrętek NutSplitter rozwiązuje szczególny problem w utrzymaniu rurociągów w sposób efektywny, oszczędny i bezpieczniejszy od dotychczasowych – zauważa John Morgan, dyrektor zarządzający w Equalizer International.

Więcej informacji można uzyskać, kontaktując się z dystrybutorem w Polsce: [www.anticor.com](http://www.anticor.com) oraz u Michaela Machnika, menedżera ds. sprzedaży i marketingu na teren Europy pod adresem: [Michael@equalizerinternational.com](mailto:Michael@equalizerinternational.com) lub na stronie [www.equalizerinternational.com](http://www.equalizerinternational.com)



# ENERGAS 2016

Konferencja techniczno-naukowa „Gazociągi wysokiego ciśnienia – nowe technologie, prace specjalistyczne, usługi i urządzenia sieci gazowej”

Krzysztof Górny, Zdzisław Kaczorowski



27–29 stycznia br. w rezydencji Prezydenta RP Zamek w Wiśle odbyła się pierwsza edycja konferencji techniczno-naukowej Energas 2016. Została zorganizowana przez Gascontrol Polska Sp. z o.o. oraz Instytut Techniki Ciepłej Wydziału Inżynierii Środowiska i Energetyki Politechniki Śląskiej w Gliwicach. W radzie naukowej konferencji zasiadali prof. Andrzej Szlęk, dyrektor Instytutu Techniki Ciepłej, oraz dr inż. Wojciech Kostowski. Patronat nad konferencją Energas 2016 objął Mirosław Dobrut, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa. Spotkanie zorganizowane zostało we współpracy z SITPNIg, oddział w Katowicach, reprezentowanym przez prezesa Henryka Kurka.

Konferencja zgromadziła około 100 specjalistów związanych z inżynierią gazownictwa oraz szeroko rozumianą energetyką gazową. W konferencji udział wzięli przedstawiciele Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A., Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA w Warszawie Oddział w Odolanowie, Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego SITPNIg w Katowicach, Biura Studiów i Projektów Gazownictwa Gazoprojekt SA, firmy MIDACH, Tractebel Engineering S.A, Emerpol Sp. z o.o., Budimeksu, Pietro Fiorentini Sp. z o.o., TÜV SÜD Polska Sp. z o.o., Pangazu Sp. z o.o., BroenOil and Gas Sp. z o.o.,

AQUA GAZ Sp. z o.o. oraz TECH PIPE Sp. z o.o. Podczas otwarcia ideę zorganizowania konferencji przedstawił Marcin Przywara, prezes firmy Gascontrol Polska. Zaznaczył, iż w ostatnich latach brakowało spotkań, na które zwróciliby uwagę jednocześnie inwestorzy, projektanci, wykonawcy oraz dostawcy urządzeń. Takie spotkania umożliwiają omówienie problemów związanych z profesjonalną i bezpieczną realizacją obiektów infrastruktury gazowej, w tym gazociągów wysokiego ciśnienia, przy ciągle zmieniających się warunkach oraz coraz wyższych oczekiwaniach użytkowników.

W ramach konferencji poruszona została tematyka związana z pracami specjalistycznymi na gazociągach wysokiego ciśnienia, stacjami sprężania zintegrowanymi z turbokompresorami, z gazowymi układami kogeneracyjnymi oraz z rozwiązaniami innowacyjnymi w branży gazowej i energetycznej.

Tematyka wystąpień na konferencji była zgodna z przyjętymi przez Gascontrol Polska kierunkami rozwoju, a związana była z:

- układami tymczasowego zasilania skroplonym gazem ziemnym LNG oraz sprężonym gazem ziemnym CNG (Krzysztof Górny z Gascontrol Polska),
- użytkowaniem gazociągów na obszarach poddanych eksploatacji górniczej (Janusz Pietruszewski z GAZ–SYSTEM S.A.),

- pracami specjalnymi na gazociągach, takimi jak stresstesty, rehabilitacje rurociągów, wytwarzanie azotu w miejscu prowadzenia robót, przedmuchiwanie gazociągów. Problemy te omówione zostały na bazie doświadczenia czeskiej firmy CEPS, a prezentację przedstawił Marcin Przywara z Gascontrol Polska,
  - ze stacjami sprężania gazu z wykorzystaniem turbin gazowych i kompresorów na przykładzie produktów firmy Solar Turbines (USA) – referat przedstawił Pierre Brousse i Francesco Cervini,
  - metodami hermetycznego zamknięcia przepływu gazu w gazociągu bez wstrzymania dostaw gazu do odbiorców finalnych (Marek Zieliński z Gascontrol Polska),
  - inspekcjami rurociągów przemysłowych i tłokowaniem inteligentnym, referat wygłoszony został przez Piotra Czerwoniuka z firmy Tech-Pipe,
  - pracami hermetycznymi na gazociągach średniego i niskiego ciśnienia na przykładzie gamy usług i produktów czeskiej firmy Fastra. Prezentację przedstawił Przemysław Tusznió z Gascontrol Polska,
  - oraz ze spawaniem zautomatyzowanym rurociągów przesyłowych (Dariusz Chromik z TÜV SÜD Polska).
- Ponadto, zaprezentowano tematy związane z energetyką gazową. Zakres tych prezentacji dotyczył:
- mikroturbin gazowych Capstone w zastosowaniu w gazownictwie. Referat przedstawił Radu Anghel z Capstone Turbine Corporation (USA),
  - możliwości produkcji energii elektrycznej na stacjach redukcyjno-pomiarowych w integracji z siecią i w układzie wyspowym (Krzysztof Górny z Gascontrol Polska).

Oprócz tego przedstawiono informacje związane z rozwiązaniami innowacyjnymi w gazownictwie. Ich tematyka to:

- nawalanie wtryskowo-kontaktowe produkcji Gascontrol, zaprezentowane przez Lucjana Michalskiego z Gascontrol Polska,
- obliczenia ciepło-przepływowe dla projektu termogeneratora elektrycznego zasilanego gazem ziemnym do produkcji elektryczności na potrzeby autonomicznego zasilania stacji pomiarowych na podstawie zjawiska Seebecka (Wojciech Kostowski, Politechnika Śląska w Gliwicach, ITC). Projekt realizują Konsorcjum Gascontrol Polska i Instytut Techniki Ciepłej Politechniki Śląskiej w Gliwicach w ramach projektu GEKON, który dofinansowano ze środków NFOŚiGW oraz NCBiR (projekt GEKON1/O2/214051/6/2014).

Oprócz wysłuchania prezentacji uczestnicy konferencji mogli zapoznać się z wieloma ciekawymi ekspozycjami i prezentacjami multimedialnymi firm krajowych i zagranicznych, a w plenarnych i kuluarowych dyskusjach wymienić się uwagami i doświadczeniami.

Wyjątkowym przeżyciem dla wszystkich uczestników spotkania była możliwość zwiedzenia odrestaurowanych wnętrz Narodowego Zespołu Zabytkowego – historycznej rezydencji prezydentów RP – Zamek w Wiśle.

Uczestnicy konferencji podkreślili potrzebę spotkań związanych z tematyką inżynierii gazownictwa i energetyki gazowej, gromadzących jednocześnie inwestorów, projektantów, wykonawców i dostawców urządzeń, a wielu z nich zgłosiło gotowość przyjazdu za rok, na kolejną edycję konferencji Energas.



# Wiedeńska melancholia



Adam Cymer

**P**onad pół wieku pracy w jednym przedsiębiorstwie to ogrom czasu, by uświadomić sobie skalę i tempo zmian – technologicznych, organizacyjnych, ekonomicznych – jakie się dokonały. Zdaniem Zygmunta Marszałka, bo to on był świadkiem i współtwórcą przemian w polskim gazownictwie w minionych pięćdziesięciu latach, wiele z tych zmian wcale nie oznaczało postępu.

Swoją przygodę z gazownictwem zaczynał jako 20-latek. Zaraz po maturze w radomskim technikum zawodowym o specjalności inżyniera sanitarna podjął pracę w Wydziale Pogotowia Gazowego w Radomiu w Zakładach Gazu Ziemnego z siedzibą w Tarnowie. To było pierwsze ogólnokrajowe przedsiębiorstwo gazownicze przeniesione ze Lwowa, kolebki polskiego gazownictwa opartego na gazie ziemnym. Dzięki swemu wykształceniu – a w tamtych czasach nie była to rzecz powszechna, bo często trudno było znaleźć pracowników nawet z wykształceniem podstawowym – szybko awansował, pełniąc obowiązki brygadzysty. – *I musiałem się dużo uczyć – wspomina dzisiaj. – To było konieczne, bo wówczas rozpoczynała się „rewolucja” w polskim gazownictwie. Powstał plan gazyfikacji kraju z wykorzystaniem gazu ziemnego i stopniowej likwidacji gazowni klasycznych, wytwarzających gaz z węgla kamiennego i przestawiano system gazowniczy na gaz ziemny. Zakres działania obejmował wówczas cały proces technologiczny – od wydobycia gazu ziemnego, przez przesył, aż do dostarczenia gazu odbiorcy. Musieliśmy nie tylko budować infrastrukturę, ale też umieć porozumieć się z samorządami, bo to wójtowie i rady miejskie były stronami umów o dostarczanie gazu ziemnego.*

Zygmunt Marszałek awansował na mistrza, a w krótkim czasie na kierownika Wydziału Zakładów Gazu Ziemnego. Gdy dokonywano zmian w polskim gazownictwie i zaczęły powstawać okręgi gazownicze, radomski wydział znalazł się w strukturze Mazowieckiego Okręgowego Zakładu Gazownictwa. Ze względu na duże doświadczenie zawodowe w zakresie przestawiania systemu z gazu wytwarzanego z węgla na gaz ziemny, Zygmunt Marszałek został kierownikiem Rejonu Gazowniczego Warszawa Teren, odpowiedzialnym za sieci wysokiego ciśnienia i obiekty infrastruktury powstające na nowych gazociągach prowadzonych do granic Warszawy.

– *To był okres wielkich inwestycji w infrastrukturę, wielkich wyzwań technologicznych, ale też olbrzymie zadanie kształcenia kadr dla gazownictwa. Przychodząc jako szef rejonu, ze zdumieniem stwierdziłem, że jako jedyny w tej jednostce mam uprawnienia budowlane do projektowania, wykonawstwa i nadzorowania. Za osobisty sukces poczytuję sobie, że w krótkim czasie spowodowałem, iż we wszystkich szesnastu jednostkach terenowych – rozdzielniach*

*gazu – każdy kierownik i mistrz zdobył takie uprawnienia. Podobnie było z systemem obsługi klientów. Nie było żadnych unormowań w tym zakresie. Wypracowałem procedury obsługi klienta w swoim rejonie i to zostało przeniesione na cały okręg gazowniczy. W tym pionierskim okresie nie miałem żadnych problemów z dyscypliną pracy, ponieważ został wprowadzony system ekonomiczny związany z rentownością usług eksploatacyjnych i realizacją zadań inwestycyjnych. Wynik na wykonanych usługach powodował naliczanie prowizji, która miała wpływ na wynagrodzenie pracowników. Dzięki temu systemowi nie było przestoju i zawałania terminów, bo sami pracownicy upominali się o wszystko, co było konieczne do wykonania zadania. Podobnie było z rozliczaniem ze strat gazu. Rejony musiały pilnować punktów opomiarowania na swoich punktach granicznych. Wszystkie awarie i stwierdzone nieszczelności na sieci przesyłowej i rozdzielczej musiały być usuwane bezzwłocznie, ponieważ miały wpływ na straty gazu. Dzisiaj jestem głęboko przekonany, że jako gazownictwo sprostałiśmy wszystkim wyzwaniom głównie dlatego, że zbudowaliśmy bardzo mądrze strukturę polskiego gazownictwa, bardzo przejrzystą. Zakłady i rejonu miały strukturę terytorialną i sumowały się w terytorium okręgu. Co ważniejsze, zarządzanie było doskonale skoordynowane, wszystkie ogniwa pracowały na rzecz całej organizacji okręgowej. Bez przerostów kadrowych, bez zbędnej rozbudowy struktury przedsiębiorstw inwestycyjnych i eksploatacyjnych. I wszyscy doskonale wiedzieli kto, gdzie i za co odpowiada. Teraz, po dziesiątkach lat doświadczenia, odnoszę wrażenie, że zmiany organizacyjne i nowe struktury przedsiębiorstw odeszły od logiki tamtych czasów. A ta logika była prosta – miarą sukcesu jest zdobywanie rynku. Okręgi gazownicze i ich jednostki terytorialne były nastawione na rozwój, przyrost sieci gazowych i liczby odbiorców gazu. I cała organizacja była temu podporządkowana. Propozycje zakładów i rejonów składały się na wspólny plan okręgu. A dzisiaj jest inny sposób podejścia do planowania. A jeśli już jakieś wymagania centrala stawia swoim spółkom, to jedynie redukcję kosztów, szczególnie osobowych. Wszystko zostało scentralizowane i teren w zasadzie ma tylko kontrolować realizację planów powstałych gdzieś tam „na górze”. I nie pod kątem rozwoju, a zysku. Bo notowania giełdowe promują zysk, a nie rozwój. Dzisiaj wielkie organizacje gospodarcze rozbudowują struktury nadzorcze i kontrolne, by spełnić oczekiwania akcjonariuszy, a nie dbać o rozwój. I nie bardzo wiadomo za co odpowiada wiele ogniw w tych „czapach” nadzorczych, ale skutecznie za to podnoszą koszty, co wiąże się z obniżeniem potencjału rozwojowego w organizmie gospodarczym.*



Niestety, ta gorzka refleksja jest całkowicie prawdziwa. Dziś wielu doradców biznesu, ekonomistów, a nawet polityków zastanawia się, jak te megaorganizacje gospodarcze na nowo usprawnić. Ale siła kapitału jest większa niż logika procesów w realnej gospodarce i „rynki” (czytaj giełdy) na wiele nie pozwolą. Zygmunt Marszałek, bogaty w 55-letnie doświadczenie w sektorze gazowniczym, ma znacznie prostszą receptę na sukces – powrót do źródeł.

*– Konieczne jest ponowne zbliżenie konsumenta gazu do jego dostawcy. Struktura organizacji powinna wrócić w teren, wsłuchać się w głosy mieszkańców, poznać potencjalnych lokalnych partnerów – rzemieślników, małe firmy usługowe – i wspólnie wypracować model rozwoju rynku. Niech samorzady decydują o kierunkach i skali inwestycji, bo najlepiej wiedzą, jakie są potrzeby komunalne, wspólnot mieszkaniowych i lokalnych przedsiębiorców. Na taki model doskonale pozwala rozwój sieci gazowych.*

Gdy wygaszona została klasyczna gazownia na Woli w końcu lat 70. ubiegłego wieku, powstała kwestia, jak zagospodarować ten olbrzymi teren gazowni na Woli. Ryszard Bzdak, ówczesny dyrektor Mazowieckich Okręgowych Zakładów Gazownictwa, zaproponował, aby Zygmunt Marszałek został zarządzającym wybranymi obiektami na tym terenie. Od początku wiadomo było, że główną wytyczną będzie ochrona dziedzictwa historycznego – architektury i planu urbanistycznego całości terenu.

A teren był bardzo trudny, wręcz nieprzyjazny dla adaptacji. Była linia kolejowa i rampa, na wielu obiektach i w wielu fragmentach przestrzeni były kilometry oruowań. Teren i obiekty zawierały olbrzymie ilości materiałów poprodukcyjnych, urządzeń i instalacji. Warto też pamiętać, że teren nie należał do gazowni, a był własnością miasta. A miasto nie bardzo wiedziało, co z tym zrobić. Rozważano, czy ma tam być wesołe miasteczko, hale targowe czy warsztaty rzemieślnicze. To wszystko należało uporządkować i dopiero myśleć o adaptacji obiektów na cele biurowe, konferencyjne czy wystawiennicze. A przede wszystkim odzyskać teren.

*– To była fascynująca propozycja dyrektora Bzdaka – mówi Zygmunt Marszałek. – Ale zadanie bardzo trudne i niezwykle kosztowne. Tylko spółka tak potężna jak PGNiG mogła podjąć zadanie, tym bardziej że całość prac miała być prowadzona pod kuratelą konserwatora zabytków. Co prawda, nie było wówczas tak ostrych wymogów konserwatorskich jak dzisiaj, ale jednak każda decyzja musiała być konsultowana. Muszę przyznać, że nasza współpraca była bardzo poprawna. Konserwator rygorystycznie podchodził do ochrony architektury – kształtu, elewacji, wyposażenia i dekoracji budynków, zabraniał modernizacji odbiegających od historycznego wzorca, ale dawał dużą swobodę w modernizacji wnętrza i pozwalał na samodzielną ich aranżację. I wszystko to uszanowaliśmy. Ingerencja w architekturę ograniczała się tylko do uzupełnień po zniszczeniach, nie dokonywaliśmy żadnych zmian. Prace trwały wiele lat, wiele obiektów sukcesywnie było adaptowanych na cele biurowe dla Grupy Kapitałowej PGNiG SA.*

W 1992 roku – po rewitalizacji budynku i wykonaniu prac remontowo-adaptacyjnych – na tym terenie otwarte zostało Muzeum Gazownictwa i reprezentacyjna sala konferencyjna, które mieszczą się w najcenniejszych z punktu widzenia architektury i historii techniki budynkach XIX-wiecznych aparatowni i tłoczni gazu, wybudowanych w latach 1886–1887, w których do dzisiaj znajdują się oryginalne urządzenia przemysłowe. Ważnym wyda-

zeniem była budowa nowej siedziby dla PGNiG na fundamentach budynku przemysłowego „Skada” oraz rewitalizacja otaczającego terenu jako zespołu architektury postindustrialnej. W 1993 roku obiekt został uhonorowany przez architektów tytułem Mister Architektury Warszawy.

Muzeum Gazownictwa dla Zygmunta Marszałka było „perłą w koronie” całego kompleksu urbanistycznego po dawnej gazowni na Woli. Dbał nie tylko o aranżację części wystawienniczej, ale był także animatorem wydarzeń, konferencji, międzynarodowych spotkań konserwatorów i historyków z całego świata, którzy zajmowali się rewitalizacją terenów postindustrialnych. Zygmunt Marszałek, jako kustosz i w latach 2006–2016 dyrektor Muzeum Gazownictwa, zbudował pozycję tego miejsca na kulturalnej mapie Europy.

Obecnie praktycznie cały obszar architektoniczny po warszawskiej gazowni odzyskał blask. Z jednym wyjątkiem – dwóch zbiorników gazu: jednego o kubaturze, 100 000 m<sup>3</sup>, a drugiego o kubaturze 78 000 m<sup>3</sup>. W toku przekształceń własnościowych na tym terenie miasto wydzieliło przylegające do zbiorników 3,5 ha terenu i pozostawiło w swojej gestii, a resztę terenu przejął PGNiG.

*– Spółka nie zabiegała o odzyskanie zbiorników, popularnie zwanych „warszawskim koloseum”, ale władze miasta nie bardzo miały pomysł, co z tymi obiektami zrobić. Był pomysł, by ulokować tam muzeum powstania warszawskiego, obiekty przekazano kombatanom, ale nic z tego nie wyszło, z wyjątkiem epizodycznej wystawy „Warszawa walcząca”, która trwała pół roku. Potem powstał projekt ulokowania tam sceny zamiejscowej Teatru Narodowego. Ale obdarowany takim prezentem teatr nie miał pieniędzy i skończyło się niczym. W kolejnym podejściu Andrzej Wajda przedstawił pomysł na stworzenie tam atelier filmowego. I też skończyło się niczym. A obiekty coraz bardziej niszczały i coraz częściej były grabione przez zbieraczy złomu. Uznano wreszcie, że należy z tym skończyć i 3,5 ha terenu, wraz ze zbiornikami, sprzedano prywatnemu nabywcy. Przez ostatnie lata trzykrotnie jeszcze obiekty zmieniały właścicieli, nadal pozostając bez jakiegokolwiek ochrony, mimo że znajdują się w rejestrze zabytków i są jedynymi w Polsce zachowanymi zbiornikami gazu z XIX wieku. Może warto dodać, że teren jest bardzo atrakcyjny inwestycyjnie, a cena metra kwadratowego sięga 2500 dolarów. Czy znajduje się nabywca, mimo że teren jest pod ścisłą ochroną konserwatorską? Mam wątpliwości. Te zbiorniki są skazane na utratę. A nie musiało tak być – z wyraźnym żalem w głosie mówi Zygmunt Marszałek. – Trochę starsza gazownia wiedeńska, z roku 1832, potrafiła zagospodarować własne cztery zbiorniki o podobnej kubaturze. Ale wiedeński magistrat miał koncepcję i potrafił podejmować decyzje. Ogłoszono międzynarodowy konkurs. Projekt adaptacji zabytkowych zbiorników powierzono czterem światowej sławy architektom. Każdy z nich był odpowiedzialny za jeden z nich. Mieli jednak pracować razem, żeby projekt był spójny wizualnie. Prace rewitalizacyjne przeprowadzono w ekspresowym tempie. Inwestycję rozpoczęto w 2002 roku, a zakończono cztery lata później. Efektem jest Gasometer City, wielki kompleks mieszkalno-biurowo-rozrywkowy, który szybko stał się symbolem nowego oblicza Wiednia. A warszawskie dwa zbiorniki – pierwszy widok dla przyjeżdżających pociągiem na dworzec zachodni – nadal będą straszyć jako „upadające koloseum”. Odrobinę nadziei dają podejmowane ostatnio inicjatywy obywatelskie, by odzyskać tracone bezpowrotnie dobro kultury, ale czy będą skuteczne...?*

# 10 lat standaryzacji w IGG

W tym roku obchodzony będzie jubileusz 10-lecia działalności normalizacyjnej, prowadzonej przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa. W grudniu 2006 roku Zarząd IGG przyjął uchwałę określającą zasady i dającą podwaliny prowadzenia działalności standaryzacyjnej.

**D**o 2006 roku działalność normalizacyjna prowadzona była głównie na poziomie krajowym lub zakładowym. Zmiany na rynku gazu ziemnego oraz pojawienie się nowych firm, powstałych w wyniku wydzielenia lub wniesienia kapitału krajowego lub zagranicznego, skłoniły branżę do podjęcia inicjatywy związanej z próbą opracowania wspólnego zestawu dokumentów normatywnych.

W odpowiedzi na to zapotrzebowanie w Izbie Gospodarczej Gazownictwa, zrzeszającej największych graczy na rynku gazowym, powołano Komitet Standardu Technicznego, w skład którego weszli specjaliści z dużym doświadczeniem zawodowym.

Ze względu na szeroki zakres tematyczny objęty działalnością normalizacyjną, prace nad dokumentami standaryzacyjnymi prowadzone są w zespołach roboczych (ZR), które powołuje Komitet Standardu Technicznego. Pod koniec 2015 roku było ich trzydzieści jeden.

Zakres tematyczny dokumentów standaryzacyjnych najczęściej uzupełnia temat, który jest uregulowany normami krajowymi, europejskimi lub międzynarodowymi. Wymagania i wytyczne opisane w dokumentach standaryzacyjnych IGG nie mogą być sprzeczne z obowiązującymi przepisami prawa. Z drugiej strony, treść standardów może być inspiracją przy tworzeniu regulacji prawnych na poziomie krajowym. Przyjęto zasadę, że opracowany w zespole roboczym standard poddawany jest opinii niezależnego eksperta, który weryfikuje zgodność dokumentu z aktualnym stanem prawnym i poziomem stosowanej techniki i technologii. W celu zapewnienia aktualności standardów ustalono, że po trzech latach od ukazania się

drukiem standardu, zespół roboczy, z udziałem firm członkowskich IGG, przeprowadza jego weryfikację i aktualizację, w wyniku czego zostaje ustanowiony nowy dokument. Następną weryfikację i aktualizację przeprowadza się po kolejnych pięciu latach stosowania standardu.

Szczególną cechą prowadzonej działalności standaryzacyjnej w IGG jest jej innowacyjność. Można ją zdefiniować jako każdą zmianę, dokonaną w celu uzyskania nowego produktu lub usługi o nowej jakości. Może być to zmiana radykalna, dająca zupełnie nowy produkt, ale także cząstkowa, prowadząca do udoskonalenia produktu lub usługi. Dzięki innowacyjności towarzyszącej opracowywaniu standardów lub wytycznych osiąga się cele postawione przed standaryzacją techniczną IGG. Innowacyjność w omawianych przypadkach najczęściej związana jest z produktami lub procesami. Część opracowywanych dokumentów związana jest z unowocześnianiem produktów (np. stosowanie protokołów komunikacyjnych SMART-GAS oraz GAZ-MODEM 3), natomiast większość z nich dotyczy innowacyjności w obszarze procesowym. Takie standardy opisują, często niezdefiniowane wcześniej, zasady postępowania z elementami systemu gazowego (jest to m.in. kontrola, eksploatacja, uruchamianie, ochrona), co bezpośrednio wpływa na zwiększenie integralności systemu gazowego oraz podwyższenie bezpieczeństwa w odniesieniu do środowiska naturalnego i ludzi.

Poniżej zostały przedstawione standardy techniczne, które są innowacyjne, które zostały opracowane od podstaw oraz są dokumentami unikalnymi nie tylko w skali krajowej, ale i europejskiej. Ich treść odzwierciedla doświadczenie ekspertów

## Standardy techniczne ustanowione przez Zarząd IGG

1. **ST-IGG-0101:2014** Wytyczne wzorcowania gazomierzy przy ciśnieniu  $p > 4$  bar
2. **ST-IGG-0201:2014** Protokół komunikacyjny SMART-GAS
3. **ST-IGG-0202:2014** Pomiary i rozliczenia paliwa gazowego
4. **ST-IGG-0205:2015** Ocena jakości gazów ziemnych. Chromatografy gazowe procesowe do analizy składu gazu ziemnego
5. **ST-IGG-0206:2015** Ocena jakości gazów ziemnych. Chromatografy gazowe laboratoryjne do analizy składu gazu ziemnego
6. **ST-IGG-0207:2015** Protokół komunikacyjny GAZ-MODEM 3
7. **ST-IGG-0301:2012** Próby ciśnieniowe gazociągów z PE o maksymalnym ciśnieniu roboczym do 0,5 MPa włącznie
8. **ST-IGG-0302:2013** Próby ciśnieniowe gazociągów z PE o maksymalnym ciśnieniu roboczym od powyżej 0,5 MPa do 1,0 MPa włącznie
9. **ST-IGG-0401:2015** Sieci gazowe. Strefy zagrożenia wybuchem. Ocena i wyznaczanie

10. **ST-IGG-0501:2009** Stacje gazowe w przesyłce i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania

11. **ST-IGG-0502:2010** Instalacje redukcji ciśnienia i/lub pomiaru gazu na przyłączach. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania

12. **ST-IGG-0503:2011** Stacje gazowe w przesyłce i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie oraz instalacje redukcji ciśnienia i/lub pomiaru gazu na przyłączach. Wymagania w zakresie obsługi

13. **ST-IGG-0504:2014** Zespoły gazowe na przyłączach. Wymagania w zakresie obsługi

14. **ST-IGG-0601:2012** Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Wymagania i zalecenia

15. **ST-IGG-0602:2013** Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Ochrona katodowa. Projektowanie, budowa i użytkowanie

16. **ST-IGG-0702:2012** Nawanianie paliw gazowych. Wymagania dotyczące postępowania ze środkami nawaniającymi oraz ich przechowywania i transportu

i firm działających w branży od lat oraz są środkiem, za pomocą którego *know-how*, dostępny do tej pory dla wąskiego grona specjalistów, jest udostępniany wszystkim zainteresowanym uczestnikom rynku gazu ziemnego. Do takich dokumentów możemy zaliczyć następujące standardy techniczne, opracowane w zespołach roboczych:

■ ZR nr 2, w którym zostały opracowane standardy ST-IGG-0205 i ST-IGG-0206, dotyczące oceny jakości paliw gazowych. Pierwszy dotyczy chromatografów gazowych procesowych do analizy składu gazu ziemnego, a drugi odnosi się do chromatografów laboratoryjnych. W dokumentach tych określono jednolite wymagania, wytyczne, zalecenia oraz metody nadzoru i kontroli chromatografów gazowych stosowanych do kontroli jakości gazów ziemnych.

Innymi dokumentami opracowanymi przez zespół są standardy ST-IGG-0201 oraz ST-IGG-0207, obydwa dotyczą protokołów komunikacyjnych.

W pierwszym został opisany protokół SMART-GAS, w drugim GAZ-MODEM 3. Protokół komunikacyjny SMART-GAS przeznaczony jest do komunikacji z rejestratorem gazomierza, definiuje trzy warstwy: datagramową, pakietową i obiektową, a także listę parametrów rejestratora. Obejmuje rozszerzenie funkcjonalności o sterowanie zaworem gazomierza oraz funkcje przedpłatowe. Przeznaczony jest do wykorzystywania techniki transmisyjnej GMS i skupia się na technice SMS. Protokół GAZ-MODEM 3 jest rozszerzeniem poprzedniej wersji i został przewidziany do komunikacji pomiędzy dowolnym urządzeniem kontrolno-pomiarowym a systemem zbierającym dane. Pozwala na przesyłanie bieżących danych pomiarowych, danych rejestrowanych oraz informacji o zaistniałych zdarzeniach i alarmach. Protokół obejmuje m.in. warstwy: fizyczną, łącza danych, sieciową, transportową, sesji, prezentacji i aplikacji.

■ ZR nr 3, w którym zostały opracowane standardy ST-IGG-0301 oraz ST-IGG-0302, dotyczące prób ciśnieniowych gazociągów z PE. W pierwszym określono procedury przeprowadzania prób ciśnieniowych dla gazociągów i przyłączy z PE o maksymalnym ciśnieniu roboczym do 0,5 MPa włącznie, drugi dotyczy prób ciśnieniowych dla gazociągów z PE, zaprojektowanych na maksymalne ciśnienie robocze MOP od powyżej 0,5 MPa do 1,0 MPa włącznie. Niniejsze

standardy podają wymagania dotyczące parametrów próby, urządzeń, warunków dopuszczenia gazociągu do próby, wymagań bezpieczeństwa i protokołu z próby.

■ ZR nr 5, w którym zostały opracowane standardy ST-IGG-0501, ST-IGG-0502 oraz ST-IGG-0503. Standard ST-IGG-0501 dotyczy stacji gazowych w przesyśle i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie, określa wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania. Podane zostały wymagania dotyczące lokalizacji, pomieszczeń, parametrów technicznych elementów stacji gazowej, systemu redukcji ciśnienia oraz systemu ciśnieniowego bezpieczeństwa. Standard ST-IGG-0502 dotyczy instalacji redukcji ciśnienia i/lub pomiaru gazu na przyłączach, określa wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania. Zakres stosowania standardu obejmuje instalacje spełniające jeden z następujących warunków: projektowany strumień objętości gazu w warunkach normalnych do 300 m<sup>3</sup>/h włącznie przy maksymalnym ciśnieniu roboczym na wejściu do 0,5 MPa włącznie lub do 200 m<sup>3</sup>/h włącznie przy maksymalnym ciśnieniu roboczym na wejściu od powyżej 0,5 MPa do 1,6 MPa włącznie. Ostatni z wyżej przywołanych standardów dotyczy stacji gazowych w przesyśle i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie oraz instalacji redukcji ciśnienia i/lub pomiaru gazu na przyłączach, a określa wymagania w zakresie obsługi. Przedstawiono w nim zakres oraz częstotliwość poszczególnych czynności obsługowych oraz wymagania co do sposobu ich prowadzenia i kwalifikacji wykonujących je pracowników.

■ ZR nr 6, w którym zostały opracowane standardy ST-IGG-0601 oraz ST-IGG-0602, dotyczące ochrony przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Pierwszy określa wymagania funkcjonalne i zalecenia, a drugi dotyczy projektowania, budowy oraz użytkowania. Niniejsze standardy, zgodnie z zasadami obowiązującymi w KST, zostały zaktualizowane odpowiednio w roku 2012 i 2013. Podają wymagania i zalecenia w zakresie ochrony przeciwkorozyjnej podziemnych odcinków gazociągów, z uwzględnieniem wymagań zawartych w przepisach krajowych oraz doświadczeń z zakresu ochrony przeciwkorozyjnej.

17. **ST-IGG-0703:2012** Nawanianie paliw gazowych. Instalacje do nawaniania gazu ziemnego

18. **ST-IGG-0704:2014** Nawanianie paliw gazowych. Kontrola nawaniania paliw gazowych metodami odorymetrycznymi

19. **ST-IGG-0705:2012** Nawanianie paliw gazowych. Metody oznaczania zawartości tetrahydrotiofenu (THT)

20. **ST-IGG-0901:2013** Gazociągi i instalacje gazownicze. Obliczenia wytrzymałościowe

21. **ST-IGG-1001:2015** Gazociągi. Oznakowanie trasy gazociągów. Wymagania ogólne

22. **ST-IGG-1002:2015** Gazociągi. Oznakowanie ostrzegające i lokalizacyjne. Wymagania i badania

23. **ST-IGG-1003:2015** Gazociągi. Słupki oznaczeniowe i oznaczeniowo-pomiarowe. Wymagania i badania

24. **ST-IGG-1004:2015** Gazociągi. Tablice orientacyjne. Wymagania i badania

25. **ST-IGG-1101:2011** Połączenia PE/stal dla gazu ziemnego wraz ze stalowymi elementami do włączy oraz elementami do przyłączy

26. **ST-IGG-1201:2014** Metoda próżniowa. Odpowietrzanie i napełnianie gazem ziemnym sieci gazowej

27. **ST-IGG-1202:2014** Metoda próżniowa. Odpowietrzanie i napełnianie gazem ziemnym instalacji gazowej. Kontrolna próba szczelności

28. **ST-IGG-1401:2015** Kody kreskowe dla urządzeń w punktach gazowych. Kody kreskowe dla gazomierzy miechowych

29. **ST-IGG-1402:2015** Kody kreskowe dla urządzeń w punktach gazowych. Kody kreskowe dla reduktorów

30. **ST-IGG-1403:2015** Kody kreskowe dla urządzeń w punktach gazowych. Kody kreskowe dla plomb

31. **ST-IGG-1501:2015** Filtry do stosowania na sieciach gazowych

32. **ST-IGG-1601:2012** Projektowanie, budowa i użytkowanie stacji CNG. Wymagania i zalecenia

33. **ST-IGG-1602:2012** Urządzenia do tankowania pojazdów zasilanych sprężonym gazem ziemnym CNG do ciśnień tankowania poniżej 20 MPa

34. **ST-IGG-2601:2014** Prace gazoniebezpieczne. Wymagania w zakresie organizacji, wykonywania i dokumentowania

35. **ST-IGG-2701:2014** Zasady rozliczeń paliw gazowych w jednostkach energii

- ZR nr 12, w którym zostały opracowane standardy ST-IGG-1201 oraz ST-IGG-1202, dotyczące metody próżniowej. Dokumenty opisują stosowane przy metodzie próżniowej procesy bezpiecznego odpowietrzania i napełniania gazem ziemnym sieci gazowej (ST-IGG-1201) oraz instalacji gazowych (ST-IGG-1202). Pierwszy dotyczy sieci gazowych z wyłączeniem stacji gazowych, układów pomiarowych, tłoczni gazu i magazynów gazu. Może być stosowany dla sieci gazowych pracujących pod różnymi ciśnieniami: niskim, średnim, podwyższonym średnim i wysokim. Drugi standard dotyczy instalacji, przewodów instalacji gazowych wraz z armaturą, z wykluczeniem reduktorów, gazomierzy i odbiorników gazu, pracujących pod różnymi ciśnieniami.
- ZR nr 16, w którym zostały opracowane standardy ST-IGG-1601 oraz ST-IGG-1602, które związane są z technologią CNG. ST-IGG-1601 dotyczy projektowania, budowy i użytkowania stacji CN. Określono w nim wymagania w zakresie projektowania, budowy, montażu, kontroli, uruchomienia i eksploatacji stacji tankowania pojazdów sprężonym gazem ziemnym. Zawiera także informacje i wytyczne dotyczące środków zapobiegania zagrożeniem pożarem, eksplozją i wysokim ciśnieniem na terenie stacji, z uwzględnieniem najnowszych rozwiązań technicznych. Drugi standard odnosi się do urządzeń przeznaczonych do tankowania pojazdów zasilanych sprężonym gazem ziemnym CNG do ciśnień tankowania poniżej 20 MPa. Określa wymagania w zakresie lokalizacji, wykonania i eksploatacji urządzeń. Podobnie jak

w ST-IGG-1601, zostały przedstawione wymagania w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy oraz bezpieczeństwa przeciwpożarowego.

W ramach Komitetu Standardu Technicznego trwają prace nad wytycznymi technicznymi dotyczącymi możliwości zastosowania w krajowej sieci beziarkowego środka do nawaniania gazu. Przedmiotowy dokument będzie zawierał wytyczne do przeprowadzenia prób terenowych zastosowania i użytkowania w sieciach gazowych beziarkowego środka nawaniającego oraz wymagania dotyczące postępowania, magazynowania i transportu beziarkowych środków nawaniających.

Wśród przyszłych tematów, będących przedmiotem prac Komitetu Standardu Technicznego, mogą się znaleźć:

- zastosowanie światłowodów i układanie wzdłuż gazociągów,
- warunki techniczne, jakim powinny odpowiadać gazociągi, ich usytuowanie w zbliżeniu do napowietrznych linii elektroenergetycznych wysokich napięć, podziemnych kabli elektroenergetycznych oraz elektrowni wiatrowych,
- zastosowanie dronów do monitorowania sieci gazowych,
- stacje CNG o niewielkiej wydajności w gospodarstwach domowych.

Informacje o zakresie prac standaryzacyjnych, zespołach roboczych, opracowanych standardach technicznych oraz ich sprzedaży w wersjach papierowych i elektronicznych są dostępne na zakładkach poświęconych standaryzacji technicznej na stronie internetowej [www.igg.pl](http://www.igg.pl).

**Sekretariat Komitetu Standardu Technicznego IGG**

## JANUSZ TADEUSIAK – WSPOMNIENIE

„Umysły są jak spadochrony – najlepiej działają otwarte” – to ulubiona sentencja zasłużonego gazownika, Janusza Tadeusiaka, uhonorowanego Srebrnym Medalem Izby Gospodarczej Gazownictwa podczas II Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego w 2010 r.

W 1960 roku jako absolwent Politechniki Warszawskiej – mgr inż. budownictwa sanitarnego – rozpoczął pracę w warszawskiej gazowni. Pierwsze trzy lata spędził w dziale głównego energetyka, następnie w dziale inwestycji, na stanowisku inspektora nadzoru, nadzorował m.in. budowę rozkładni gazu ziemnego w warszawskiej gazowni oraz tłocznię gazu w Rembelszczyźnie. Uczestniczył też w realizacji jednej z kluczowych inwestycji warszawskich lat 70. XX wieku – budowie Trasy Łazienkowskiej, nadzorując budowę gazociągu średniego ciśnienia.

W styczniu 1975 roku Janusz Tadeusiak zdecydował się na rozpoczęcie działalności gospodarczej, mimo powszechnych wówczas trudności w pozyskaniu zamówień,



materiałów i sprzętu specjalistycznego do budowy. W 1975 roku był sam, miał tylko potencjalnych robotników „na zlecenie”; obecnie założona przez Niego firma zatrudnia 150 osób.

Zawodowa działalność Janusza Tadeusiaka przypada na lata wielu zmian ustrojowych, społecznych i gospodarczych. W „Przeglądzie Gazowniczym” nr 1(25) z marca 2010 roku, opowiadał: – *Startowałem od zera w trudnych czasach, a dzisiaj z powodzeniem funkcjonujemy na elitarnym rynku gazowym i paliwowym, budujemy duże obiekty, uczestniczymy w realizacji wielkich projektów, całkowicie zmieniających polską infrastrukturę drogową. (...) [obecnie] mam trochę więcej czasu na swoje stare pasje i nowe radości.* Jego wielką pasją były motocykle (Janusz Tadeusiak był kilkakrotnym wicemistrzem Polski w motocrossie), a drugą strzelectwo i kolekcjonowanie broni krótkiej.

Całe życie Janusza Tadeusiaka stanowi fascynujący przykład umiejętności połączenia specjalistycznej wiedzy teoretycznej z praktyczną, pracy zawodowej z realizacją własnych pasji, prowadzenia własnego przedsiębiorstwa z zaangażowaniem w życie rodzinne.

Śp. Janusza Tadeusiaka pożegnaliśmy 21 stycznia 2016 r. w kościele MB Bolesnej w Milanówku.

Przyjaciele z Izby Gospodarczej Gazownictwa

# Jakoś to będzie?

Andrzej Sikora

Czy możemy liczyć na to, że zaczniemy działać, że wreszcie ktoś mądry zdecyduje o pozytywnym podejściu do gospodarki, że nie będziemy liczyli na łut szczęścia i bohaterstwo? 1 kwietnia 2016. bez mała jednogłośnie (438 głosów za!), posłowie uchwalili nowelę prawa geologicznego i górniczego (PGiG), która ma naprawić bubel prawny, czyli w języku polityki „doprecyzować” obowiązujące przepisy... Ustawa idzie pod obrady Senatu, gdzie też jednogłośnie i też w ekspresowym tempie...

Posiżę te słowa 4 kwietnia 2016 roku, tuż po powrocie z USA, gdzie przebywałem na zaproszenie (jak się później okazało jako jedyny reprezentant nie tylko z Polski, ale i z Europy Środkowej – był jeszcze przedstawiciel rządu Jej Królewskiej Mości Królowej Elżbiety II) Uniwersytetu w Północnej Karolinie (UNC), najstarszej państwowej uczelni amerykańskiej, założonej w 1789 r. To jeden z pięciu najlepszych publicznych uniwersytetów w USA (39. w rankingu światowym ARWU w 2015 r.), który zorganizował u siebie warsztat zamknięty – międzynarodową konferencję nt. globalnych perspektyw rozwoju wydobycia gazu ziemnego z szeroko rozumianych niekonwencjonalnych źródeł, oczywiście z naciskiem na formacje łupkowe – poprowadzoną zgodnie z zasadami „Chatham House Rule<sup>1</sup>”. Reprezentacja światowa środowiska *upstream* była znakomita. Na szczęblu członka zarządu pojawili się wszyscy, także ci wielcy, którzy opuścili polskie łupkowe koncesje. Ale byli i ci, którzy znowu myślą o ewentualnym powrocie do Polski. Szkoda, że nikt z polskich władz i przedstawicieli przemysłu nie skorzystał z wielokrotnie ponawianych przez stronę amerykańską zaproszeń... A amerykański rząd reprezentowało kilku przedstawicieli wysokiego szczebla. Organizatorzy w grudniu ubiegłego roku zostali generalnie zaznajomieni przez naszą placówkę dyplomatyczną w Waszyngtonie z sytuacją w kwestii wydobycia węglowodorów w Polsce, ale mimo to organizatorzy bardzo chcieli pozyskać ekspertów z Polski jako prelegentów/dyskutantów. Byli Chińczycy i Argentyńczycy, Meksykanie... Może w kolejnym numerze możliwe bę-

dzie przybliżenie Państwu stanu wydobycia węglowodorów z łupków na świecie. Okazuje się, że amerykański boom łupkowy rozprzestrzenił się i odnosi sukcesy nawet w tak trudnych geologicznie i demograficznie obszarach jak Chiny. Proszę sobie na przykład wyobrazić pracujące urządzenie wiertnicze na chwilowo opuszczonych ryżowych polderach, w odległości nie większej niż 100 metrów od dość gęstej zabudowy. Bardzo ciekawe stanowisko przedstawiła strona brytyjska, która w eksploatacji łupków widzi szansę na zastąpienie nią spadającego znacząco wydobycia ze złóż konwencjonalnych, szczególnie z Morza Północnego. W tym właśnie czasie pojawiła się już nie możliwość, jak to było anonsowane w lutym 2015 r., ale formalne doniesienie giełdowe (z 29 marca 2016 r.) o zaprzestaniu wykorzystania przez ConocoPhillips, czyli faktycznie o zamknięciu, gazociągu Lincolnshire i terminalu gazu Theddlethorpe. System Lincolnshire Offshore Gaz jest jednym z 15 dużych sieci gazowych w sekcji brytyjskiej części Morza Północnego i razem z terminalem Theddlethorpe ma kluczową rolę w przesyłce gazu w tym regionie i transporcie do krajowej sieci gazowej Wielkiej Brytanii. Wyłączenie – w mojej ocenie – doprowadzi do zamknięcia wszystkich pól naftowych, które są zależne od infrastruktury rurociągu Lincolnshire. Należą do nich Audrey i Anglia, pola należące do Centrica i Ithaca Energi i oprócz tego kilka kontrolowanych przez BP i Perenco. Pola te mogą zostać zamknięte na stałe.

W Polsce właśnie ukazała się aktualizacja strategii PGNiG. Firma informuje: „wzrost aspiracji odnośnie do poziomu

wydobycia węglowodorów w kraju i za granicą do ok. 55–60 mln boe w 2022 roku oraz utrzymanie celu wydobycia w Polsce na poziomie ok. 33 mln boe rocznie to dowód na to, że segment Poszukiwania i Wydobycie odgrywać będzie nadal kluczową rolę”. Nowy zarząd potwierdził, że chce realizować znane plany inwestycyjne do 2022 r. Cieszę się, że nie zrezygnowano z zagranicznych akwizycji. Ponadto, podano, że „(...) trwają analizy dla nowych inwestycji dywersyfikacyjnych oraz oceny zasadności rozwoju działalności tradingu LNG na rynku międzynarodowym”. Uważam, że jest to próba złagodzenia twardego stanowiska rządu co do połączenia z Norwegią i finansowania tej infrastruktury pieniędzmi spółki.

Co prawda, w czasie prezentacji podkreślono, że „to dowód na to, iż trwają prace analityczne nad zapowiadającym połączeniem gazowym z Norwegią”, a także, że „dostrzega się potencjał związany z rozwojem rynku LNG”, ale jednak na miękko... Bo nie ma obowiązującej polityki energetycznej.

Zaanonsowana, co prawda, została nowa polityka energetyczna państwa, ale prace trwają bez dostępu ekspertów rynkowych. Muszę podkreślić, że w programie premiera Mateusza Morawieckiego o intensyfikacji wydobycia węglowodorów nie ma ani słowa. Nie ma też ani słowa o gazie, węglowodorach z łupków. Nastawiamy się na import LNG, ale także znacznych ilości propanu do instalacji jego odwodnienia w Policach...

Wracając do ustawy PGiG, posłowie wnioskodawcy („droga poselska ustawy”) wskazali, że nowe przepisy zostały zaproponowane „po doświadczeniach stosowania znowelizowanej w 2014 r. ustawy „Prawo geologiczne i górnicze”. Pojawiały się problemy z jej odpowiednim interpretowaniem, które też uniemożliwiały prawidłowe postępowanie koncesyjne, czyli poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobycie węglowodorów.” Jak podała PAP – posłanka Anna Paluch stwierdziła wprost, że konieczne jest wprowadzenie „samoistnej podstawy prawnej” w przypadku zmiany koncesji oraz korekty przepisów przejściowych, regulujących kwestie koncesji udzielonych na podstawie przepisów sprzed wejścia w życie noweli z 2014 r. Podkreśliła, że chodzi też o prawa nabyte podmiotów, które odkryły i udokumentowały złoża do uzyskania koncesji na wy-

dobywanie węglowodorów z tego złoża. – *Błąd czy niedopatrzanie ustawodawcy z 2014 r. spowodowało, że obecnie są problemy z wydawaniem koncesji, szczególnie tych, które napłynęły dawno temu (...). Przy dzisiejszych przepisach nie ma możliwości prawidłowego wydania koncesji przedsiębiorcom, którzy złożyli aplikację przed 30 września 2014 r.* – wyjaśniał Mariusz Orion Jędrysek, wiceminister środowiska i główny geolog kraju. Dodał, że obecnie jest to około 30 wniosków, które dotyczą ponad 20 przedsiębiorców. Czyli tak jak wskazywałem uprzednio<sup>2</sup>, zafundowaliśmy sobie bubel.

Projektowane przepisy zakładają, że „nowela wejdzie w życie z dniem ogłoszenia”. To cytat za PAP z 01/04/2016.

I tak sobie myślę, że znowu doklejono łatę do źle skrojonej, ale znoszonej marynarki. Znowu w pośpiechu – droga poselska nie wymaga konsultacji – znowu na łapu capu i znowu jakoś to będzie.

4 kwietnia 1794 r. pod Raclawicami Kościuszcze – dzięki bohaterstwu jego i jego kosynierów – też się udało. To dziś okazja to chwały narodowej, ale pod Maciejowicami cud się nie powtórzył. Czy możemy liczyć, że zaczniemy działać, że suweren mądry zdecyduje o pozytywnym podejściu do gospodarki, że nie będziemy liczyli na łut szczęścia i bohaterstwo? Odwołam się do klasyki: „Szabel nam nie zabraknie, szlachta na koń wsiedzie, Ja z synowcem na czele i – jakoś to będzie!” (Adam Mickiewicz, „Pan Tadeusz”, Księga VI, Zaścianek).

**Andrzej Sikora jest prezesem Instytutu Studiów Energetycznych i pracownikiem naukowym AGH.**

<sup>1</sup>Reguła Chatham House Roule – zasada zezwalająca na upublicznianie informacji uzyskanych podczas niejawnych spotkań i debat (zwykle politycznych lub dyplomatycznych), pod warunkiem nieujawniania tożsamości uczestników zebrania. Nazwa pochodzi od angielskiej instytucji Chatham House, w której obowiązuje ona z pewnymi modyfikacjami od 1927 roku.

<sup>2</sup>Sikora A., NOKE – kolejny regulator, „Przegląd Gazowniczy” nr 4(40), grudzień 2013 r., str. 16–17.

Sikora A., *W Polsce brakuje wizji, nie tylko energetycznej, ale i gospodarczej*, „Przegląd Gazowniczy” nr 1(41), kwiecień 2014 r., str. 23–25.

Sikora A., *Gospodarka głupcze*, IV Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego, 23–25 kwietnia 2014 r., Izba Gospodarcza Gazownictwa, str. 47.

## Plan Morawieckiego

**Ogłoszony niedawno tzw. plan Morawieckiego po raz kolejny otwiera niezbędną dyskusję o długoterminowych kierunkach rozwoju Polski. Byłoby dobrze, gdyby w trakcie dalszego formułowania tej strategii doceniono wagę energii, klimatu i zasobów, które nie muszą być przeszkodą, lecz – przeciwnie – mogą stać się dźwignią rozwoju Polski.**

Mateusz Morawiecki trafnie zauważa, że żadna strategia rozwojowa nie będzie miała szans powodzenia, jeżeli wcześniej nie zapewni się fundamentu w postaci sprawnego państwa. To – jak stwierdza – wymaga przełamania „silosowości” w działaniach administracji, a także zapewnienia wystarczającej energii dla rozwoju. Wylicza pięć polskich „pułapek rozwojowych”: średniego dochodu, braku równowagi, słabości instytucji, przeciętnego produktu oraz pułapkę demograficzną. Mówi jednak niewiele o restrukturyzacji górnictwa, długoterminowej strategii energetycznej czy dbałości o jakość powietrza w Polsce. A to wszystko nie tylko będzie miało wpływ na szanse powodzenia poszczególnych elementów strategii, ale też będzie kluczowe dla „jakości” rozwoju kraju z punktu widzenia jego obywateli.

Europa dzieli się bowiem na kraje bogatsze i „czystsze” – z jednej strony, a uboższe i „brudniejsze” – z drugiej. Ale w ramach bogatszej grupy państw nie ma prostego związku

między zamożnością a wyższą efektywnością zarządzania zasobami! A zatem, o ile konwergencja gospodarcza i wzrost zamożności mogą jeszcze przez pewien czas sprzyjać poprawie efektywności gospodarowania zasobami w Polsce, to na dłuższą metę poprawa ta będzie zależeć przede wszystkim od krajowych polityk środowiskowej i przemysłowej. To one określą kierunek rozwoju krajowej gospodarki, decydując zarazem o jakości życia w Polsce. Czy mieszkańcy Krakowa będą mogli i chcieli pracować nad innowacyjnymi projektami, jeżeli nadal będą oddychać silnie zanieczyszczonym powietrzem? Na co zda się choćby najlepsza dyplomacja ekonomiczna i promocja polskiej marki, jeżeli zarazem nie będziemy potrafili w sposób oszczędny i zrównoważony gospodarować własnymi zasobami: wodą, lasami, surowcami mineralnymi i odpadami?

W naszych analizach opisujemy główne wyzwania, przed którymi Polska stoi obecnie w obszarze energii, klimatu i zasobów. Przedstawiamy także zestaw konkretnych, szczegółowych rekomendacji. Piszemy m.in. o potrzebie zmniejszenia zależności węglowej Polski; wynegocjowania korzystnych dla polskiej modernizacji rozwiązań w ramach rozpoczynających się negocjacji nad aktami legislacyjnymi wdrażającymi unijny pakiet klimatyczny 2030; zaprojektowania i przeprowadzenia tzw. zielonej reformy systemu

podatkowego czy uwzględnienia w priorytetach polskiej polityki zagranicznej działań mających na celu zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Polski poprzez dywersyfikację miks energetycznego.

Zgadzamy się z premierem Morawieckim, że powodzenie polskiego wysiłku modernizacyjnego wymaga międzyresortowej współpracy i upowszechnienia myślenia multidyscyplinarnego w ramach procesów rządzenia.

Do zestawu warunków sukcesu dodalibyśmy jeszcze co najmniej jeden ważny element: budowę „kultury zaufania” w społeczeństwie. Powodzenie strategii rozwojowej wymaga nie tyle przemyślnego planowania centralnego, co zaangażowania szerokiego spektrum uczestników współpracujących ze sobą w ramach rozproszonej sieci. Przede wszystkim jednak wymaga włączenia w ten proces lokalnych społeczności, konsumentów, naukowców, pracowników czy – po prostu – obywateli. Strategia powinna uwzględniać ich opinie i oczekiwania, a zarazem wykorzystywać tkwiący w społeczeństwie obywatelskim pozytywny potencjał zmian. Aby się powiodła, musi sprzyjać rozwojowi współpracy, a do tego potrzebny jest odpowiedni klimat zaufania. Na niewiele zda się choćby najlepszy plan uniknięcia pięciu czy nawet sześciu pułapek rozwojowych, jeżeli na koniec i tak mielibyśmy wpaść w tę siódmą – pułapkę samonapędzającej „kultury nieufności”.

**Instytut WiseEuropa™ to niezależny think-tank, który specjalizuje się w polityce europejskiej i zagranicznej oraz w ekonomii.**  
<http://wise-europa.eu>

# XVI Mistrzostwa Branży Gazowniczej i Naftowej w Narciarstwie Alpejskim

Już po raz 16., tym razem 28-31 stycznia, spotkaliśmy się na Mistrzostwach Branży Gazowniczej i Naftowej w Narciarstwie Alpejskim, zorganizowanych przez Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji „Alpejczyk”. W tym roku w Arłamowie oprócz zawodów narciarskich wzięliśmy udział w trzech bardzo interesujących warsztatach motywacyjnych, zorganizowanych przez firmę Eurokreator. Główne tematy warsztatów to: „Niemożliwe staje się możliwym – przekonania i emocje w procesie zmiany”, „Jak łączyć pracę z odpoczynkiem” i „Jak cię widzą, tak cię oceniają”. Licznie zgroma-

dzeni słuchacze byli pod dużym wrażeniem profesjonalizmu prowadzących zajęcia. Nasze spotkanie uświetnił koncert zespołu „Golec uOrkiestra”.

Bardzo dziękujemy wszystkim uczestnikom i sponsorom, którzy wzięli udział w tym ważnym dla nas wydarzeniu.

Zawodnicy zostali podzieleni na trzy grupy wiekowe w kategorii kobiet i mężczyzn. Zwycięzcy otrzymali puchary i nagrody rzeczowe ufundowane przez sponsorów mistrzostw.

**Włodzimierz Kleniewski**

Zdjęcia: KamPas Sport Agencja Fotografii Sportowej

## WYNIKI MISTRZOSTW

Kobiety Grupa I	
1.	Urszula Gawlik PGNiG SA w Warszawie Oddział Geologii i Eksploatacji
2.	Maria Kolata PGNiG SA w Warszawie Oddział w Zielonej Górze
3.	Krystyna Pyszko AnticorBochemiaOstrava
Kobiety Grupa II	
1.	Anna Kopeć-Kąkol Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Warszawa
2.	Ewa Mróz PGNiG SA w Warszawie Oddział Geologii i Eksploatacji
3.	Agnieszka Bodalska-Mońka Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Warszawa
Kobiety Grupa III	
1.	Małgorzata Włodarz Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Warszawa
2.	Małgorzata Kolbusz PGNiG SA Oddział Obrót Detaliczny Warszawa
3.	Małgorzata Włodarczyk Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Warszawa
Mężczyźni Grupa I	
1.	Grzegorz Gruszczyński PGNiG Termika SA
2.	Krzysztof Łyczko PGNiG SA W Warszawie Oddział Geologii i Eksploatacji

3.	Jerzy Musur Alpejczyk
Mężczyźni Grupa II	
1.	Paweł Szubert Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Warszawa
2.	Paweł Tarapacki PGNiG SA Oddział Sanok
3.	Aleksy Bartoszewicz PGNiG Termika SA
Mężczyźni Grupa III	
1.	Mateusz Mrozek Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Warszawa
2.	Rafał Dychtoń Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Warszawa
3.	Bartłomiej Ćieśla PGNiG SA Oddział Obrót Detaliczny Warszawa
Klasyfikacja drużynowa	
1.	Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Warszawa
2.	PGNiG SA w Warszawie Oddział Geologii i Eksploatacji
3.	PGNiG Termika SA
4.	PGNiG SA Oddział Obrót Detaliczny Warszawa
5.	PGNiG SA w Warszawie Oddział w Zielonej Górze
6.	PGNiG SA Oddział Sanok



URZĄD DOZORU  
TECHNICZNEGO

# 5,5 miliona

polskich gospodarstw  
domowych korzysta  
z butli LPG\*

Prawie wszystkie wypadki i nieszczęśliwe zdarzenia związane z eksploatacją butli LPG są wynikiem błędów w ich użytkowaniu.

Urząd Dozoru Technicznego, instytucja społecznie odpowiedzialna, realizując kolejną edycję kampanii popularyzującej bezpieczeństwo techniczne, przygotował plakat prezentujący podstawowe zasady bezpiecznego użytkowania butli LPG.



## Zamów plakat! Przestrzegaj zasad! Bądź bezpieczny!

Plakat i wysyłka są bezpłatne.  
Zamówienia z adresem do wysyłki prosimy kierować na adres:  
[inspektor@udt.gov.pl](mailto:inspektor@udt.gov.pl)

\*(szacunkowe dane POGP)