

marzec 2017

# Przegląd gazowniczy

nr 1 (53)

cena 15 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

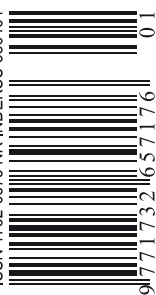
**X-lecie standaryzacji technicznej IGG**

**Rozmowa z Piotrem Woźniakiem  
prezesem zarządu PGNiG SA**

**Temat wydania:**

**HUB GAZOWY W STRATEGII  
NA RZECZ ODPOWIEDZIALNEGO  
ROZWOJU**

ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464



9 771732 657176 01

  
**Targi Kielce**  
exhibition & congress centre

25  
lat

# EXPO GAS

## Targi Techniki Gazowniczej **26-27 kwietnia 2017, Kielce**

Targom towarzyszy konferencja  
**„Gaz ziemny jako wsparcie dla bezpieczeństwa rynku energii  
i ochrony środowiska”**

ORGANIZATORZY:

  
**Targi Kielce**  
exhibition & congress centre

  
**Izba  
Gospodarcza  
Gazownictwa**

PATRONAT MEDIALNY:

  
**energia**

  
**TECHNOLOGIE**

  
**Ri RYNEK**

  
**SYSTEMY  
INSTALACJNE**

  
**Przeгляд  
gazownicy**

[www.expo-gas.pl](http://www.expo-gas.pl)

# TARGI DAJĄ WIĘCEJ

Sprawdź na:

■ [www.targidajawiecej.pl](http://www.targidajawiecej.pl)

■ [facebook.com/targidajawiecej](https://facebook.com/targidajawiecej)

## Szanowni Państwo,

Od 1 marca mam zaszczyt pełnić funkcję prezesa Izby Gospodarczej Gazownictwa. To dla mnie ogromne wyróżnienie i wyraz wielkiego zaufania ze strony Zarządu IGG, za które dziękuję. Odczuwając odpowiedzialność za powierzone mi zadania, deklaruje pełne zaangażowanie na rzecz rozwoju IGG. Gratuluję powołanym na stanowiska wiceprezesów zarządu – Tomaszowi Błacharskiemu (PSG sp. z o.o.) i Arturowi Zawartko (GAZ-SYSTEM S.A.). Jednocześnie w imieniu całego Zarządu IGG dziękuję ustępującym: prezesowi Cezaremu Mrozowi i wiceprezesowi Jackowi Jaworskiemu – za ich pracę na rzecz IGG. Chcemy rozszerzyć zakres działalności IGG, tak aby nasza rola w szeroko pojętej branży gazowniczej została istotnie wzmocniona. Izba chce zresztać firmy, które – działając wspólnie – będą otwarte na kolejne innowacyjne rozwiązania i wdrażanie rozwojowych projektów. Każda firma należąca do IGG jest nastawiona na rozwój i realizację nowoczesnych rozwiązań strategicznych. Ważna w tym względzie jest również współpraca z innymi izbami gospodarczymi, stowarzyszeniami, uczelniami i ekspertami z branży. Jestem przekonany, że dostęp do fachowej wiedzy i wsparcia mentorów z tych środowisk pomoże nam rozwinąć skrzydła. Planujemy wzmacniać rolę działającego przy IGG Sądu Arbitrażowego. Już dziś wśród arbitrów znajdują się znani i cenieni prawnicy oraz eksperci i praktycy branży gazowniczej. Będziemy dążyć do tego, aby coraz więcej firm z branży wybierało polubowny sposób rozstrzygania sporów. W niedalekiej perspektywie chcemy nawiązać współpracę z Instytutem Energetycznym, co pozwoli na stworzenie przy IGG swoistego energetycznego *think-tank*. Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego dla naszego kraju w wielu obszarach i w długofalowej perspektywie to wspólne zadanie firm z branży gazowniczej. Jako organizacja samorządu gospodarczego dołożymy



wszelkiej staranności w reprezentowaniu interesów zrzeszonych w IGG podmiotów. Powołując przy IGG Ośrodek Mediacji Gospodarczej, będziemy promować polubowne rozwiązywanie sporów przy udziale doświadczonych mediatorów.

W tym roku obchodzimy jubileusz X-lecia działalności Komitetu Standardu Technicznego IGG.

W bieżącym numerze publikujemy materiał na temat tego jubileuszu (str. 29–35).

Jednym z tematów wydania jest „Hub gazowy – projekt strategiczny SOR” (str. 9–21). Podejmujemy to zagadnienie, żeby pokazać, jak wiele jest jeszcze do zrobienia w tym zakresie.

O potencjale rozwojowym rynku LNG jako ekologicznego źródła energii będziemy rozmawiać szerzej na konferencji podczas IX edycji Targów EXPO-GAS 2017. Będzie tam również okazja do wymiany opinii i doświadczeń, a także zapoznania się z najnowszymi pomysłami i rozwiązaniami techniczno-technologicznymi z branży gazowniczej. Zapraszam Państwa bardzo serdecznie 26 i 27 kwietnia do Kielc na IX edycję Targów EXPO-GAS 2017.

Pozostaję z wyrazami szacunku  
Łukasz Kroplewski  
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

### RADA PROGRAMOWA „Przeglądu Gazowniczego”

Cezary Mróz, przewodniczący  
Grzegorz Romanowski, wiceprzewodniczący

Krzysztof Grzesiak, UDT  
Zbigniew Kajdanowski, PGNiG SA  
Ewa Kukulska-Zajac, INiG-PIB  
Teresa Laskowska, IGG  
Artur Michniewicz, PSG sp. z o.o.  
Tomasz Pietrasieński, GAZ-SYSTEM S.A.  
Marcin Szczudło, PSG sp. z o.o.  
Emilia Tomalska, PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.  
Anna Trojanowska, PGNiG SA



**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

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

**Projekt graficzny:** Jolanta Krafft-Przeździecka

Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za treść zamieszczanych ogłoszeń i reklam oraz może odmówić zamieszczenia reklamy, jeśli jej treść lub forma pozostają w sprzeczności z prawem, linią programową i charakterem pisma.

## Spis treści

### TEMAT WYDANIA

- 10 **Potrzebny jest konkurencyjny i transparentny rynek gazu Europy Środkowo-Wschodniej.**  
Rozmowa z Witoldem Słowikiem, podsekretarzem stanu w Ministerstwie Rozwoju
- 12 **Cel: europejski rynek obrotu gazem.** Maciej Woźniak, wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. handlowych, o strategii wchodzenia na europejski rynek gazu
- 14 **Niezbędne warunki regulacyjne dla powstania hubu w Polsce.** Robert Zajdler o doświadczeniach światowych funkcjonowania hubów gazowych
- 18 **LNG okrętowym paliwem przyszłości w basenie Morza Bałtyckiego.** Prof. dr hab. Andrzej Adamkiewicz i mgr Anna Anczykowska z Akademii Morskiej w Szczecinie analizują problem

### NASZ WYWIAD

- 22 **Budujemy fundamenty bezpieczeństwa dostaw i naszej pozycji konkurencyjnej.** Rozmowa z Piotrem Woźniakiem, prezesem zarządu PGNiG SA

### PUBLICYSTYKA

- 25 **Światowy rynek gazu ziemnego w 2040 roku.**  
Dr Michał Paszkowski z Ministerstwa Energii analizuje najnowszy raport IEA
- 26 **Quo vadis gas market regulatory framework?** Paweł Pikus z Ministerstwa Energii omawia konsultacje KE w sprawie przyszłości europejskiego rynku gazu
- 29 **Gaz w polskiej strategii energetycznej?** Prof. dr hab. Konrad Świrski z Politechniki Warszawskiej o przyszłości polskiego *energy mix*
- 48 **Kogeneracja gazowa vs rynek mocy w Polsce.** Prof. dr hab. Waldemar Kamrat z Politechniki Gdańskiej o szansach rozwoju energetyki gazowej

### X-LECIE KOMITETU STANDARDU TECHNICZNEGO IGG

- 31 Członkowie KST analizują dorobek prac w minionej dekadzie

### PGNiG SA

- 38 **Działalność normalizacyjna w GK PGNiG**

### POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 40 **Aktywna współpraca z samorządami w sprawie gazyfikacji nowych gmin**
- 41 **PSG wspiera szkoły gazownicze**
- 42 **Stacja regazyfikacji LNG w 12 godzin**
- 43 **Inwestycje rozwojowe i modernizacyjne w 2016 roku**

### GAZ-SYSTEM S.A.

- 44 **Miliard z UE na nowe gazociągi przesyłowe**

### GAS STORAGE POLAND

- 46 **W dialogu z rynkiem**

### EuRoPol GAZ s.a.

- 52 **Gazociąg tranzytowy – charakterystyka techniczna**

### TECHNOLOGIE

- 54 **Możliwości ograniczenia emisji rtęci na terenach przemysłowych.**  
Mgr Anna Król i dr Ewa Kukulska-Zajac z INiG-PIB o technologii rozwiązywania problemu emisji rtęci

### OSOBOWOŚĆ

- 58 **Integralność.** Adam Cymer kreśli sylwetkę Mateusza Turkowskiego

### HISTORIA

- 61 **70-lecie krośnieńskiej „Naftówki”**

### SPORT

- 63 **XVII Mistrzostwa Branży Gazowniczej i Naftowej w Narciarstwie Alpejskim** – Włodzimierz Kleniewski o zawodach w Ryttrze



18



22



58

Na okładce: Gazoport w Świnoujściu z lotu ptaka. Fot. GAZ-SYSTEM S.A.

# Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Pierwszy kwartał 2017 r. przyniósł IGG znaczącą zmianę. 1 marca, w trakcie II posiedzenia, Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa przyjął rezygnację Cezarego Mroza (Sanitgaz CM sp. z o.o.) z funkcji prezesa zarządu i Jacka Jaworskiego (INiG-PIB) z funkcji wiceprezesa zarządu. W związku ze złożonymi rezygnacjami odbyły się wybory uzupełniające składu Prezydium IGG. W przeprowadzonym tajnym głosowaniu na prezesa zarządu wybrany został Łukasz Kropiewski (PGNiG SA), a na stanowiska wiceprezesów Tomasz Blacharski (PSG sp. z o.o.) i Artur Zawartko (GAZ-SYSTEM S.A.).

Tradycyjnie, nowy rok rozpoczął się organizacją sympozjum w Zakopanem, które odbyło się 20–21 stycznia. Tematem przewodnim tegorocznego spotkania był „Hub gazowy – projekt strategiczny SOR. Nadzieje i wyzwania”. Goście honorowi – Witold Słowik, podsekretarz stanu w Ministerstwie Rozwoju, i Józef Pilch, wojewoda małopolski, oraz Piotr Sprzączak z Ministerstwa Energii – w swoich wypowiedziach podkreślili znaczenie tworzenia hubu gazowego jako znaczącego projektu SOR, który został przyjęty przez Radę Ministrów. Podkreślono rangę zdefiniowania hubu w obszarze energii oraz jego szczególne znaczenie dla zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego, zwiększenia poziomu inwestycji oraz potencjalnego wzrostu znaczenia polskich firm na europejskim rynku. Podczas sympozjum omawiano kwestie związane z funkcjonowaniem hubów gazowych na świecie, działaniem giełd i platform obrotu gazem, a także z infrastrukturą i regulacjami prawnymi, niezbędnymi dla powstania hubu.

IGG podjęła dialog i współpracę z Grupą Azoty Polskie Konsorcjum Chemiczne sp. z o.o., Lotos Straż sp. z o.o., PGNiG SA Oddział Ratownicza Stacja Górnicztwa Otworowego w Krakowie, PGNiG SA Oddział Geologii i Eksploatacji, PGNiG SA O/Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze, ze Szkołą Aspirantów PSP w Krakowie oraz Politechniką Krakowską w zakresie działalności szkoleniowej dotyczącej ratownictwa chemicznego i bezpieczeństwa oraz opracowywania wspólnych standardów technicznych dotyczących bezpieczeństwa, a także wymiany informacji i doświadczeń oraz szkoleń e-learning. Spotkanie odbyło się 10 stycznia br. w siedzibie IGG. W najbliższym czasie powołany zostanie zespół roboczy, który przygotuje założenia dotyczące warunków i zakresu przyszłej współpracy.

Izba współorganizowała także spotkanie śląskich firm gazowniczych, które odbyło się 17 marca br. w Zabrze w Zabytkowej Kopalni Węgla Kamiennego Guido. Podczas spotkania poruszono m.in. temat relacji inwestorskich oraz działania na rzecz uruchomienia przy IGG Ośrodka Mediacji Gospodarczej.

W pierwszym kwartale IGG aktywnie włączyła się w procesy opiniowania aktów prawnych. Od początku roku do konsultacji publicznych skierowała 10 aktów prawnych:

- projekt rozporządzenia ministra rozwoju i finansów, zmieniającego rozporządzenie w sprawie zgłoszeń celnych,

W I kwartale w poczet członków Izby Gospodarczej Gazownictwa wstąpiły następujące firmy:

- Grupa Azoty Polskie Konsorcjum Chemiczne sp. z o.o. z Tarnowa – świadczenie wielobranżowych usług projektowych związanych z pełną obsługą projektową procesów inwestycyjnych w przemyśle chemicznym – od prac o charakterze studyjnym i koncepcyjnym poprzez projekty procesowe, budowlane i wykonawcze, do usług w trakcie budowy i uruchamiania instalacji. Spółka świadczy usługi kompletacji dostaw (EP i EPCM) i realizacji inwestycji „pod klucz” (EPC).
- TECH – GAS s.c. Nowoczesne Technologie Gazowe z Białogardu – projektowanie i wykonywanie sieci i instalacji sanitarnych oraz dostarczanie klientom nowoczesnych, kompleksowych i optymalnych rozwiązań energetycznych z wykorzystaniem gazu ziemnego i LNG.
- DPM Industry Sp. z o.o. S.K.A. z Bytomia – sprzedaż hurtowa metali i rud metali, obróbka metali, nakładanie powłok, wykonywanie instalacji gazowych, budowa rurociągów.
- MMMN Instal Group Maciej Małecki z Dzierżoniowa – wykonywanie sieci gazowych n/c, śr/c, przyłączy gazowych śr/c i n/c, projektowanie sieci i przyłączy gazowych, wykonywanie wpięć do gazociągów śr/c i n/c – prace gazoniebezpieczne. Firma istnieje od 2012 r.
- Famas spółka akcyjna z Łodzi – produkcja kompensatorów, węży przemysłowych oraz elastycznych przyłączy do gazu i wody.

- projekty ustaw z pakietu „Konstytucja biznesu”:

- projekt ustawy „Prawo przedsiębiorców” (nr UD195 w wykazie prac RM),
- projekt ustawy o „Komisji wspólnej rządu i przedsiębiorców oraz rzeczniku przedsiębiorców”,
- projekt ustawy o „Centralnej ewidencji i informacji o działalności gospodarczej i punkcie informacji dla przedsiębiorcy”,
- projekt ustawy o „Zasadach uczestnictwa przedsiębiorców zagranicznych i innych osób zagranicznych w obrocie gospodarczym na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej”,

- projekt ustawy o „Zmianie niektórych ustaw w związku ze skróceniem okresu przechowywania akt pracowniczych oraz ich elektroniczną”,

- projekt rozporządzenia ministra rozwoju i finansów „w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego, jakie powinny spełniać rurociągi przesyłowe transportujące materiały niebezpieczne, o właściwościach trujących, żrących i palnych” – prace nadal trwają, odbywają się spotkania robocze, a kolejne propozycje zmian wysyłamy do zainteresowanych,

- projekt rozporządzenia ministra energii „w sprawie prowadzenia przez koordynatora do spraw negocjacji postępowania w zakresie pozasądowego rozwiązywania sporów”,

- projekt rozporządzenia ministra energii „w sprawie określenia progów finansowych wartości przedmiotu sporu prowadzonego przez koordynatora do spraw negocjacji”,

- projekt ustawy „Przepisy wprowadzające ustawę «Prawo przedsiębiorców» oraz niektóre inne ustawy z pakietu «Konstytucji Biznesu»”.



Agnieszka Luty

Kolejny kwartał rozpoczynamy przygotowaniem do Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Członków IGG, które zaplanowane jest na 12 kwietnia br. w Warszawie. Podczas spotkania do zatwierdzenia przedstawione zostanie sprawozdanie z działalności IGG za rok 2016 oraz będą wyznaczone będą kierunki działalności na rok 2017.

Po WZC planowane jest kolejne posiedzenie Zarządu IGG.

26–27 kwietnia odbędzie się IX edycja Targów EXPO-GAS w Kielcach, podczas których zaprezentowane zostaną najnowsze rozwiązania techniczno-technologiczne firm produkcyjnych i usługowych zarówno w gazownictwie, jak i szeroko pojętej elektroenergetyce. Głównym tematem konferencji, tradycyjnie towarzyszącej targom – będzie „Gaz ziemny jako wsparcie dla bezpieczeństwa rynku energii i ochrony środowiska”, z panelami dyskusyjnymi na temat kogeneracji gazowej oraz rozwoju ekologicznych źródeł energii.

W drugim dniu targów odbędą się warsztaty z zakresu standaryzacji technicznej. W ich trakcie uczestnicy zapoznają się z prowadzonymi przez IGG działaniami na rzecz ujednolicenia i uszczegółowienia wymagań dotyczących działalności technicznej, zwłaszcza w zakresie projektowania, budowy, użytkowania i obsługi stacji gazowych w przesyśle i dystrybucji, połączeń PE/stal, kontroli połączeń zgrzewanych doczołowo i elektrooporowo oraz okresowych kontroli instalacji gazowych.

Targi zakończy uroczysta gala, podczas której najlepsze produkty i wystawcy zostaną uhonorowani odznaczeniami i wyróżnieniami komisji konkursowej Izby Gospodarczej Gazownictwa i Targów Kielce. W trakcie gali przyznawane będą również odznaczenia honorowe IGG oraz odznaczenia resortowe dla osób o szczególnych zasługach dla branży gazowniczej. Zostaną także rozdane dyplomy absolwentom prowadzonych przy IGG studiów MBA.

Wszystkich zainteresowanych zapraszamy do udziału w targach. Do zobaczenia na EXPO GAS 2017.

● **27 marca br.** PGNiG SA jest pierwszą polską firmą, która może legalizować przepływomierze na cysternach przewożących skroplony gaz. Wszystko za sprawą specjalnego stanowiska, które można transportować w dowolne miejsce w kraju. PGNiG chce rozwijać własne usługi legalizacyjne, a zyskać może cały rynek tzw. małego LNG. Inżynierowie z Centralnego Laboratorium Pomiarowo-Badawczego PGNiG SA zaprojektowali mobilne stanowisko do legalizacji liczników na cysternach przewożących skroplony gaz ziemny (LNG). Jak każdy licznik gazu, również przepływomierz masowy na cysternie musi być okresowo sprawdzany. Do tej pory jednak żadna polska firma nie miała odpowiedniego sprzętu, by taką legalizację przeprowadzić. Takie usługi – w obecności przedstawiciela Urzędu Miar – wykonywały firmy z Niemiec i Czech, przywożąc do Polski własny sprzęt tylko kilka razy w roku. Urządzenie stworzo-



ne przez polskich producentów – według pomysłu ekspertów z PGNiG – można w każdej niemal chwili przetransportować w dowolne miejsce w kraju, np. na parkingi firm zajmujących się transportem ciekłych gazów.

● **27 marca br.** GAZ-SYSTEM S.A. zakończył postępowanie na wybór wykonawcy Studium Wykonalności terminalu FSRU wraz z pracami przygotowawczymi. Do końca roku poznamy jego wyniki.

Studium Wykonalności FSRU (ang. *Floating Storage Regasification Unit*) swoim zakresem obejmuje przygotowanie do realizacji inwestycji pozwalającej na dostawy skroplonego gazu ziemnego do Polski w wielkości od 4,1 do nawet 8,2 mld m<sup>3</sup>. Analizowana jednostka, poza usługą podstawową, polegającą na dostarczaniu gazu ziemnego po regazyfikacji do krajowej sieci przesyłowej, świadczyć może również m.in. usługi przeładunku i bunkrowania, tzn. „tankowania” statków napędzanych LNG. Jako potencjalną lokalizację terminalu wskazano rejon Zatoki Gdańskiej.

● **23 marca br.** PGNiG Upstream Norway (dawniej PGNiG Upstream International), spółka zależna PGNiG SA, nabyła od Aker BP ASA udziały w odkrytym niedawno złożu Storklakken. Stanowiąca element realizacji strategii PGNiG transakcja pozwoli na wzrost wydobycia węgłowodórów poza granicami Polski. Transakcja dotyczy 35% udziałów w koncesji PL460 na Morzu Północnym. Pozostałe 65% należy do Aker BP ASA, która pełni również funkcję operatora koncesji. Znajduje się ona w bezpośrednim sąsiedztwie złoża Vilje, w którym PGNiG posiada ponad 24% udziałów. Koncesja obej-

muje złożę ropy naftowej Storklakken, odkryte przez Aker BP w 2010 r. Według operatora, wielkość zasobów wydobywalnych, przypadających na udział PGNiG Upstream Norway, wynosi 3,85 mln boe (baryłek ekwiwalentu ropy naftowej). Plan zagospodarowania złoża przewiduje podłączenie odwiertów zagłowiczonych podwodnie do platformy Alvheim i uruchomienie produkcji w 2020 r. 17 stycznia 2017 roku rząd Norwegii przyznał 29 firmom udziały w 56 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych. Spośród przydzielonych koncesji 36 znajduje się na Morzu Północnym, 17 zlokalizowanych jest na Morzu Norweskim, a trzy na Morzu Barentsa. Koncesja PL887 znajduje się ok. 50 km na południowy zachód od złoża Skarv, z którego wydobycie trwa od 2012 roku. PGNiG UI otrzymało w niej 40 proc. udziałów, stając się jej operatorem. Partnerami

### III SPOTKANIE ŚLĄSKICH FIRM GAZOWNICZYCH

III spotkanie śląskich firm gazowniczych odbyło się w Kopalni Guido w Zabrze 17.03.2017 r. Zostało zorganizowane przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa i Gascontrol Polska sp. z o.o. W spotkaniu wzięło udział ponad 50 osób z około 30 firm, w tym przedstawiciele firm projektowych, wykonawczych i dostawców oraz inwestorów (PSG sp. z o.o., GAZ-SYSTEM S.A.)

Podczas spotkania przedstawiono:

- informację dotyczącą działalności Izby Gospodarczej Gazownictwa, w tym cele, założenia i najbliższe plany,
- prace zespołów roboczych Komitetu Standardu Technicznego, prowadzonych w celu ujednoczenia wymagań działalności technicznej i usług w branży gazowniczej,
- założenia ujednoczenia warunków technicznych, standaryzację umów inwestycyjnych oraz konieczność wypracowania proinwestorskiego stanowiska, na przykład w kwestii przekroczenia terminu realizacji zadań, stosowania tzw. kamieni milowych jako pomocy w możliwości częściowego finansowania zadań i aktualizacji stanu bieżącego prac,
- przebieg prac nad powstaniem przy IGG Ośrodka Mediacji Gospodarczej.

W podsumowaniu szerokiej dyskusji dotyczącej relacji inwestorskich uczestnicy spotkania uznali, iż przyczyną wielu problemów w relacji inwestor–wykonawca jest prawnicze podejście, które nie zawsze ma odzwierciedlenie w konkretnych problemach, czego przykładem jest ujednoczona treść umów w odniesieniu do różnego zakresu robót, jak również brak rewaloryzacji jednostkowych cen materiałów, których wartości wzrastają w trakcie wyboru oferenta oraz procesu realizacyjnego długoterminowych zadań. Zwracano uwagę, że terminową realizację zadań utrudnia biurokratyczno-administracyjny proces uzyskiwania potrzebnych zgód i dokumentów formalnoprawnych. Poprawa relacji inwestor–wykonawca jest konieczna i istnieje wyraźna potrzeba kontynuacji tego typu spotkań.

Na zakończenie uczestnicy spotkania zwiedzili poziom -320 Zabytkowej Kopalni Węgla Kamiennego Guido w Zabrze, założonej w 1855 r. przez hrabiego Guido Henckel von Donnersmarcka, która przyjęła nazwę od jego założyciela.

(TL)

w tej koncesji zostały firmy Petrolia, Skagenn44 i Concedo, które otrzymały po 20 proc. udziałów. Koncesja PL891, w której PGNiG UI otrzymało 30 proc. udziałów, znajduje się w odległości ok. 15 km na południe od złoża Skarv. Operatorem na tej koncesji została firma Conoco Philips (40 proc. udziałów). Drugim partnerem jest Aker BP (30 proc. udziałów).

● **21 marca br. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo umacnia pozycję w segmencie „LNG małej skali”. Od czerwca 2016 r. spółka sprzedała swoim klientom już ponad tysiąc cystern ze skroplonym gazem.** LNG transportowane jest w Polsce i za granicę cysternami o pojemności około 18 ton. Z pojazdów skroplony gaz trafia bezpośrednio do stacji regazyfikacyjnych. Stacje te zasilają lokalne „wyspowe” sieci dystrybucji gazu, które nie są podłączone do ogólnokrajowej sieci dystrybucyjnej. Duża część dostaw trafia także bezpośrednio do przedsiębiorstw wykorzystujących LNG jako paliwo zasilające instalacje przemysłowe. Ze względu na to, że płynny gaz wykorzystywany jest coraz powszechniej jako paliwo żeglowne, wśród odbiorców LNG są także firmy zajmujące się tzw. bunkrowaniem statków, czyli ich tankowaniem.

● **20 marca br. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA rozstrzygnęło konkurs na koncepcję urbanistyczno-architektoniczną kompleksu biurowego, do którego przeniosą się spółki grupy kapitałowej, obecnie wynajmujące biura w różnych częściach Warszawy.** Umieszczenie kompleksu biurowego zaplanowano na terenach przy ul. Kasprzaka 25, gdzie już obecnie mieści się siedziba centrali spółki. W planowanym kompleksie biurowym ulokowane zostaną dodatkowo biura spółek wchodzących w skład Grupy Kapitałowej PGNiG, tj. PGNiG Obrót Detaliczny, Polska Spółka Gazownictwa, Gas Storage Poland oraz kilka mniejszych. Na ogłoszony na początku listopada 2016 r. konkurs wpłynęło 11 prac. W skład sądu konkursowego wchodził m.in. niezależni eksperci, uznani architekci, sędziowie konkursowi Stowarzyszenia Architektów Polskich: mgr inż. arch. Włodzimierz Mucha i mgr inż. arch. Roman Dziedziczko. Jako najlepiej odpowiadającą określonym przez zamawiającego warunkom, sąd konkursowy wybrał koncepcję urbanistyczno-architektoniczną pracowni HRA Architekci sp. z o.o. sp.k.

● **14 marca br. 34 mld PLN na inwestycje, skumulowany wynik EBITDA w wysokości około 33,7 mld PLN oraz ponad 680 mln PLN na badania, rozwój i innowacje – to główne założenia nowej strategii PGNiG.** Grupa planuje również zwiększenie zdolności produkcyjnych w Norwegii i przyspieszenie rozwoju sieci dystrybucyjnej w kraju, a także wzrost wolumenu sprzedaży gazu na rynkach zagranicznych. Strategicznym dążeniem Grupy Kapitałowej PGNiG będzie wzmocnienie konkurencyjnej pozycji, przy jednoczesnym wsparciu rozwoju i zapewnieniu bezpieczeństwa dla całego rynku gazu w Polsce. Wzmocnieniu pozycji grupy posłużą inwestycje produkcyjne w Norwegii, udział w projekcie połączenia gazociągowego Norwegia–Dania–Polska oraz rozwój handlu gazem i LNG. W kontekście rynku gazu w Polsce kluczowe będą: przyspieszenie rozwoju sieci dystrybucyjnej, intensyfikacja działalności upstream w kraju oraz dalsza poprawa standardów

obsługi klientów. – *Zakładamy, że do 2022 roku nasze wydobycie gazu z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego osiągnie około 2,5 mld m<sup>3</sup> rocznie. Będziemy również uczestniczyć w projekcie korytarza norweskiego w celu zapewnienia możliwości bezpośredniego importu gazu z Norwegii. Działaniem komplementarnym do tego projektu jest rozwijanie handlu LNG, co umożliwi nam m.in. ustanowienie relacji handlowych z kluczowymi graczami. Taki zestaw działań będzie stanowił fundament naszej pozycji konkurencyjnej –* zaznaczył Maciej Woźniak, wiceprezes zarządu ds. handlowych PGNiG SA. W latach 2017–2022 Grupa Kapitałowa PGNiG przeznaczy na inwestycje łącznie ponad 34 mld PLN. Prawie połowa tych nakładów dotyczyć będzie obszaru poszukiwania i wydobycia węglowodorów. Kolejne 30% zostanie przeznaczony na rozwój działalności dystrybucyjnej, a mniejsze sumy na obszary związane z elektroenergetyką i ciepłownictwem oraz selektywnie dobierane projekty rozwojowe, cechujące się atrakcyjną stopą zwrotu. W omawianym okresie średnioroczne nakłady inwestycyjne będą kształtowały się na poziomie około 5,7 mld PLN. W latach 2017–2022 wybudowanych zostanie ponad 300 tys. nowych przyłączy do sieci dystrybucyjnej. Wzrośnie też tempo przyłączania nowych odbiorców (zwiększenie dynamiki rocznego przyrostu liczby przyłączy o 17%) oraz nastąpi poprawa jakości obsługi klienta. W latach 2017–2022 Grupa Kapitałowa PGNiG przeznaczy ok. 680 mln PLN na badania i rozwój oraz innowacje (ponad 100 mln PLN średniorocznie). Część tych projektów już wystarowała.

● **8 marca br. W pierwszym etapie realizacji umowy (do końca 2018 r.) roczny wolumen dostaw sprężonego gazu ziemnego (CNG) może wzrosnąć z 0,23 do 0,6 mln m<sup>3</sup> gazu. W drugim etapie (do 2020 r.) przewiduje się wzrost wolumenu dostaw do prawie 1 mln m<sup>3</sup> rocznie.** Spółka PGNiG Obrót Detaliczny podpisała nową, bezterminową umowę na dostawę sprężonego gazu ziemnego dla Miejskiego Przedsiębiorstwa Komunikacyjnego w Tarnowie – największej firmy świadczącej usługi przewozów pasażerskich w mieście. Dzięki specjalnym, atrakcyjnym cenom gazu, oferowanym przez PGNiG OD, flota autobusów należących do MPK Tarnów w okresie najbliższych dwóch lat może powiększyć się z obecnych 11 do 21 nowoczesnych pojazdów zasilanych gazem CNG. Realizacja drugiego etapu umowy pozwoli na rozwój floty ekologicznych autobusów do ok. 35–40 pojazdów. Obecnie PGNiG OD prowadzi rozmowy z innymi przedsiębiorstwami sektora komunikacji miejskiej i firmami komunalnymi m.in. w Tychach, Rzeszowie, Gdyni i Radomiu.

● **6 marca br.** Rada Nadzorcza Spółki PGNiG SA odwołała Waldemara Wójcika ze składu Zarządu PGNiG SA i z funkcji wiceprezesa zarządu PGNiG SA, w związku z upływem trzyletniej wspólnej kadencji zarządu. Jednocześnie Rada Nadzorcza PGNiG SA powołała Magdalenę Zegarską na stanowisko wiceprezesa zarządu, na wspólną kadencję zarządu, kończącą się 31 grudnia 2019 roku.

● **5 marca br.** Rozpoczęła się VI edycja Akademii Energii – jest to ogólnopolski projekt edukacyjny, organizowany przez Fundację im. Lesława A. Pagi. VI edycja Akademii Energii zo-

stała objęta honorowym patronatem przez Ministerstwo Energii i prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Partnerem strategicznym po raz szósty został Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. W gronie firm będących partnerami są: DLA Piper, Enea S.A., Grupa Lotos S.A. Hermes Energy Group S.A., innogy Polska S.A., Orange Polska S.A., PKP Energetyka S.A, Polenergia Obrót S.A., The Boston Consulting Group i Towarowa Giełda Energii. Szkolenia, zajęcia i debaty odbywają się w siedzibie Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie.

● **1 marca br. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA wniosło do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej skargę na decyzję Komisji Europejskiej z 28 października 2016 r. (data publikacji: 3 stycznia 2017 r.), określającą nowe zasady korzystania z gazociągu OPAL.** Decyzja Komisji Europejskiej istotnie rozszerza zakres zwolnienia z zasady dostępu stron trzecich do gazociągu OPAL, uregulowaną w dyrektywie 2009/73/WE, prowadząc do zwiększenia możliwości korzystania z tej infrastruktury przez Gazprom. Jest to kolejny krok Grupy Kapitałowej PGNiG w tej sprawie. 4 grudnia 2016 r. aktywna na niemieckim rynku spółka PGNiG Supply & Trading GmbH również zaskarżyła decyzję Komisji Europejskiej w sprawie gazociągu OPAL do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej.

● **1 marca br.** PGNiG dołączyło do Międzynarodowego Stowarzyszenia Producentów Ropy Naftowej i Gazu (**International Association of Oil & Gas Producers, IOGP**), które zrzesza ponad 70 firm i instytucji branżowych sektora wydobywczego, w tym m.in. BP, Chevron, ExxonMobil, MOL, OMV, Petronas, Statoil i Wintershall. Członkowie IOGP reprezentują ponad jedną trzecią światowej produkcji gazu ziemnego i ropy. PGNiG jest jedyną spółką z Polski w tym gronie. – *Chcemy pozyskiwać fachową wiedzę od naszych nowych partnerów i dzielić się z nimi naszym doświadczeniem. Poprzez członkostwo w IOGP będziemy mogli angażować się we wspólne inicjatywy wraz*

*z innymi uczestnikami rynku w obszarze poszukiwania i wydobycia na całym świecie, i dzięki temu rozwijać aktywność naszej Grupy Kapitałowej w tym segmencie – skomentował Piotr Woźniak, prezes zarządu PGNiG SA. – Powitanie w naszym gronie pierwszej firmy członkowskiej z Polski to dla nas kamień milowy. Cieszymy się na eksperckie uwagi i opinie ze strony PGNiG, a także na aktywne uczestnictwo firmy w pracach 14 komitetów IOGP, których zadania dotyczą każdego aspektu aktywności w obszarze upstream – powiedział Gordon Ballard, dyrektor wykonawczy IOGP.*

● **27 lutego br.** Otrzymała się XXIII Gala Plebiscytu Czytelników „Przeglądu Technicznego” o tytuł Złotego Inżyniera 2016 roku. Wśród laureatów znaleźli się także przedstawiciele środowiska gazowniczego. Tytuł „Srebrnego inżyniera” otrzymał dr inż. Zbigniew Stępień, kierownik Laboratorium Badań Silnikowych w INiG-PIB. Wyróżnienie otrzymała mgr inż. Dorota Kłęk (na zdjęciu), dyrektor biura dyspozycji pomiarów w EuRoPol Gaz s.a. Tytuł „Młodego inżyniera” otrzymał dr inż. Rafał Mrzygłód (na zdjęciu), specjalista ds. strategii w Gas Storage Poland.



Fot. Irena Fober

dokończenie na str. 62

Firma JT Spółka Akcyjna od ponad 4 dekad funkcjonuje na polskim rynku budowlanym jako rodzinna firma realizująca kontrakty inżynierskie z zakresu infrastruktury gazowej, paliwowej i wodno-kanalizacyjnej. Okres ten zaowocował m.in. wybudowaniem ponad 1000 km gazociągów wraz z infrastrukturą techniczną.

W styczniu 2017 roku – w uznaniu wiodącej roli w sektorze gazowym – firma JT S.A. została wyróżniona przez Mateusza Morawieckiego, wiceprezesa Rady Ministrów, ministra rozwoju i finansów, oraz Andrzeja Ziółkowskiego, prezesa Urzędu Dozoru Technicznego, tytułem Lidera Bezpieczeństwa Technicznego za wkład w rozwój gospodarczy Polski, w kategorii Wytwórca, w sektorze małych i średnich przedsiębiorstw.

Wysoka jakość pracy i dbałość o standardy techniczne zyskały zaufanie dużych inwestorów, czego dowo-



dem jest powierzenie JT S.A. realizacji inwestycji pod nazwą „Budowa gazociągu Lwówek–Odolanów wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi, obejmującego: etap II – gazociąg Krobia–Odolanów” – w ramach szeroko zakrojonego planu inwestycyjnego OGP GAZ-SYSTEM S.A. W zamyśle inwestora gazociąg ten zwiększy bezpieczeństwo energetyczne Polski w obszarze międzynarodowego korytarza gazowego północ-południe. Gazociąg Lwówek–Odolanów będzie stanowił element końcowy magistrali łączącej terminal LNG w Świnoujściu z podziemnymi zbiornikami gazu w Wierchowicach i Mogilnie. Etap prac realizowany przez JT S.A. obejmuje budowę ponad 54 km gazociągu o średnicy DN 1000 wraz z przyległą infrastrukturą. Zakończenie prac budowlanych przewidziane jest na IV kwartał 2018 roku.



# „Hub gazowy – projekt strategiczny SOR. Nadzieje i wyzwania”

Zakopane, 20–22 stycznia 2017 r.

Sukcesywnie od kilku lat realizowane są plany inwestycyjne, zakładające rozbudowę terminalu LNG, budowę połączeń międzysystemowych z Czechami, Słowacją, Litwą i Ukrainą, a także rozbudowę pojemności magazynowych, co w sposób istotny przyczyni się do większej integracji i liberalizacji europejskiego rynku gazu oraz wzmocni pozycję Polski na arenie międzynarodowej.

Powołana krajowa giełda gazu ma istotne znaczenie dla rozwoju konkurencyjnych i przejrzystych rynków gazowych. Stworzony za jej pośrednictwem hurtowy rynek gazu oferuje szeroki wachlarz produktów giełdowych, umożliwiając jednocześnie jej uczestnikom niedyskryminujący dostęp do rynku i bezpieczeństwo obrotu.

Dzięki temu w perspektywie kilku najbliższych lat Polska może stać się jednym z ważniejszych graczy w regionie Europy Środkowo-Wschodniej, zabezpieczającym dostawy gazu nie tylko na Ukrainę, ale również korytarzem północ-południe na południe Europy. Zwiększenie przepustowości polskiej sieci przesyłowej gazu ziemnego oraz stworzenie technicznych możliwości do transportu gazu z wielu źródeł i kierunków pozwoli stworzyć w Polsce fizyczny hub gazowy i długofalowo zapewnić polskiej gospodarce tańszy surowiec. Dzięki dostępowi do globalnych rynków gazu i nowym połączeniom transgranicznym hub gazowy ma szansę stać się ważnym regionalnym centrum obrotu gazem. W przyjętym przez Radę Ministrów w lutym 2017 r. dokumencie „Strategia na rzecz odpowiedzialnego rozwoju” w obszarze energetyka w dziale „Modernizacja i rozwój energetyki” wśród projektów strategicznych przewidzianych do przygotowania i realizacji

do roku 2020 wymienia się „Hub gazowy – utworzenie na terytorium Polski centrum przesyłu i handlu gazem dla państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz państw bałtyckich. Spowoduje to zwiększenie płynności na rynku gazu i zapewnienie realnej, fizycznej dywersyfikacji dostaw gazu do Polski z innego

– niż obecnie dominujące – źródła; zintegrowanie krajowego systemu przesyłowego z systemami państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz regionu Morza Bałtyckiego, zapewniając dalszą dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw”.

Nie mniej ważne dla powstania i funkcjonowania hubu gazowego – oprócz dostaw LNG przez terminal w Świnoujściu oraz stworzenie połączenia przesyłowego dla dostaw gazu z kierunku norweskiego – jest również zapewnienie uczestnikom rynku dostępu do infrastruktury magazynowej.

Aby hub mógł się sprawnie rozwijać, konieczne jest zapewnienie płynności rynku i zniesienie barier regulacyjnych w postaci zatwierdzanych przez URE taryf dla paliw gazowych.

Infrastruktura projektowanego hubu powinna opierać się na współpracy operujących na rynku gazu podmiotów w zakresie: transportu gazu, magazynowania, platformy handlowej oraz rozliczeń realizowanych przez izbę rozliczeniową.

Aby projekt nie okazał się sferą marzeń i w nieodległej przyszłości spełniły się nasze oczekiwania, konieczna jest współpraca wielu odpowiedzialnych interesariuszy projektu, skoordynowana przez właściwe ministerstwa.

**Teresa Laskowska,**  
dyrektor Izby Gospodarczej Gazownictwa

PARTNER STRATEGICZNY KONFERENCJI



PARTNERZY KONFERENCJI



# Potrzebny jest konkurencyjny i transparentny rynek gazu Europy Środkowo-Wschodniej



Rozmowa z **Witoldem Słowikiem**,  
podsekretarzem stanu  
w Ministerstwie Rozwoju

**Uchwała Rady Ministrów z 14 lutego br. ostatecznie zatwierdziła „Strategię na rzecz odpowiedzialnego rozwoju”. Oznacza to, że zawarte w niej cele i plany rozwojowe wkraczają na ścieżki ich realizacji. Jako „Przegląd Gazowniczy” obserwujemy ten segment tematów, który dotyczy polskiego gazownictwa, w tym szczególnie plan rozwoju hurtowego rynku gazu. Jakimi narzędziami będą realizowane zapisane w SOR cele?**

Strategia określa nowy model rozwoju, tj. polską, suwerenną wizję strategiczną oraz pokazuje, jak zarządzać procesami rozwojowymi, aby postawione cele zostały zrealizowane. Głównym celem „Strategii” jest tworzenie warunków dla wzrostu dochodów mieszkańców Polski, przy jednoczesnym wzroście spójności w wymiarze społecznym, ekonomicznym i terytorialnym. Podstawowymi zasadami realizacji strategii będą:

- selektywność podejścia (koncentracja, poszukiwanie nisz, kluczowe branże/sektory, projekty flagowe),
- podejście zintegrowane (zarządzanie organizowane wokół celów strategicznych, koordynacja sektorów) i zróżnicowane terytorialnie,
- współpraca, partnerstwo i współodpowiedzialność podmiotów publicznych, biznesu i obywateli przy realizacji polityki publicznych,
- zwiększenie aktywności Polski na forum UE oraz w jej bliskim sąsiedztwie,
- mobilizacja krajowego kapitału.

Kluczowym elementem realizacji SOR są projekty strategiczne, a jednym z takich projektów w obszarze „Energia” jest projekt o nazwie „Hub gazowy”. Głównym celem tego projektu

jest utworzenie na terytorium Polski centrum przesyłu i handlu gazem dla państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz państw bałtyckich.

**Dla tak dużego projektu jak tworzenie hubu gazowego konieczne jest spełnienie warunków progowych. Po pierwsze, musimy dysponować odpowiednią ilością błękitnego paliwa, po drugie – odpowiednio rozwiniętą infrastrukturą przesyłową i magazynową. Jak oceniłby pan nasz potencjał w tym zakresie?**

Nasz potencjał wygląda bardzo obiecująco. W ostatnich latach długość gazociągów przesyłowych w Polsce wzrosła o ponad 1000 km. Do roku 2023 GAZ-SYSTEM zamierza zrealizować inwestycje w kolejne 1200 km. Pojemność podziemnych magazynów gazu sięgnęła 3 mld m<sup>3</sup>. Natomiast w czerwcu 2016 r. terminal LNG w Świnoujściu przyjął pierwszą komercyjną dostawę gazu skroplonego, a w ostatnich dniach PGNiG zawarł dodatkową umowę na dostawy LNG z Kataru. Polska z tego kierunku będzie otrzymywać przynajmniej 2,7 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Moce terminalu są więc zarezerwowane długoterminowo już w około 60%. To Ministerstwu Energii, które jest promotorem projektu hubu gazowego w ramach „Strategii na rzecz odpowiedzialnego rozwoju”, daje dobre podstawy do dalszych działań, a plany są bardzo ambitne. Priorytetem Ministerstwa Energii jest stworzenie warunków do powstania na terytorium Polski centrum przesyłu i handlu gazem dla państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz państw bałtyckich.

Realizacja tej koncepcji wymaga stworzenia „Bramy północnej”, a więc infrastruktury zapewniającej realną, fizyczną

dywersyfikację dostaw gazu z innego źródła niż obecnie dominujące, od stabilnych politycznie dostawców. Plan zakłada budowę bezpośredniego połączenia ze złożami gazu na norweskim szelfie kontynentalnym oraz rozbudowę terminalu LNG w Świnoujściu. Rozważane jest także powstanie drugiego, pływającego terminalu LNG w rejonie Zatoki Gdańskiej.

Kolejnym krokiem będzie zintegrowanie krajowego systemu przesyłowego z systemami państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz regionu Morza Bałtyckiego, zapewniając dalszą dywersyfikację oraz zwiększenie potencjału eksportowego.

Niezbędne są też działania na rzecz wypromowania hubu wśród uczestników rynku gazu z Polski, Europy Środkowo-Wschodniej i państw bałtyckich oraz stworzenie atrakcyjnej oferty handlowej w oparciu o giełdę gazu i platformę obrotu, za co odpowiada TGE S.A. Zadaniem PGNiG jest natomiast rozwój kompetencji związanych z handlem LNG na rzecz zwiększenia wolumenu dostaw do terminalu w Świnoujściu za pośrednictwem międzynarodowego centrum handlu LNG w Londynie.

### **Kolejnym wyzwaniem bez wątplenia jest inżynieria finansowa dla tego projektu. Czy prowadzone są już jakieś analizy źródeł jego finansowania?**

W 2016 r. zakończono prace nad studium wykonalności dla połączenia gazowego pod dnem Bałtyku. Z kolei strona norweska opracowała studium wykonalności dla połączenia swoich złóż na Morzu Północnym z duńską siecią przesyłową. Wkrótce powinna rozpocząć się procedura Open Season, której celem jest znalezienie chętnych do wykorzystania tej infrastruktury.

Rozbudowa wewnętrznej sieci przesyłowej będzie odbywać się przy współfinansowaniu z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020, natomiast inwestycje w infrastrukturę mogą uzyskać znaczące wsparcie z instrumentu finansowego CEF – Łącząc Europę. GAZ–SYSTEM ma bogate doświadczenie w ubieganiu się o fundusze unijne, dlatego jestem spokojny o realizację planów rozbudowy infrastruktury.

W tym miejscu warto przypomnieć, że część infrastruktury, która umożliwi utworzenie hubu gazowego, już powstała – z wykorzystaniem środków poprzedniej edycji programu, tj. Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007–2013. Wówczas środkami UE wsparto budowę terminalu w Świnoujściu, utworzenie lub rozbudowę podziemnych magazynów gazu (Kosakowo, Wierzchowice, Strachocina i Husów – łącznie nastąpiło zwiększenie pojemności czynnej o około 1024 mln m<sup>3</sup>), a także wiele gazociągów przesyłowych GAZ–SYSTEM (ok. 1000 km).

Natomiast dzięki środkom POIiŚ 2014–2020, dedykowanym bezpieczeństwu energetycznemu – według naszych szacunków – wybudowanych zostanie ponad 800 km gazociągów (zarówno przesyłowych, jak i dystrybucyjnych). W planach jest także współfinansowanie dalszej rozbudowy terminalu LNG i zwiększenie jego możliwości regazyfikacyjnych o ok. 2400 mln m<sup>3</sup>. Powyższe inwestycje pozwolą także na zwiększenie niezawodności dostaw gazu ziemnego, zapewnienie ciągłego oraz bezpiecznego i efektywnego kosztowo dostępu do gazu.

W obecnej perspektywie mamy do dyspozycji 1 mld euro (także na wsparcie elektroenergetyki), podczas gdy w latach

2007–2013 była to kwota około 974 mln euro. W związku z tym montaż finansowy dla inwestycji będących częścią hubu gazowego nie powinien stanowić dużego problemu. Istotne natomiast będzie utrzymanie swoistego reżimu dotyczącego tempa realizacji inwestycji – ze względu na ograniczony okres dostępności funduszy UE.

### **W styczniu br. uczestniczył pan w sympozjum zorganizowanym przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa nt. „Hub gazowy – projekt strategiczny SOR”. Sympozjum zgromadziło wielu specjalistów z branży gazowniczej, bardzo wnikliwie analizujących uwarunkowania powstania hubu gazowego. Czy ten kapitał intelektualny będzie użyteczny, a branża będzie partnerem w realizacji projektu?**

Oczywiście, zamierzamy korzystać ze wsparcia oraz wiedzy uczestników rynku gazu. W projekt bezpośrednio zaangażowane są już spółki GAZ–SYSTEM SA, PGNiG SA i TGE SA. Wiem, że Ministerstwo Energii jest otwarte na wymianę poglądów także z pozostałymi podmiotami branży gazowniczej.

### **„Strategii na rzecz odpowiedzialnego rozwoju” towarzyszy silna wola polityczna. Czy przekazuje się na sprawne, skoordynowane działania polityczne? Musi być lider tych działań, silny ośrodek, będący animatorem projektu, który doprowadzi do jego uszczegółowienia w PEP 2050.**

Za realizację „Strategii” jako dokumentu rządowego najwyższej rangi odpowiada cały rząd, a za koordynację jego wdrażania – Ministerstwo Rozwoju. Natomiast za ten konkretny projekt odpowiedzialność spoczywa na Ministerstwie Energii. Dlatego zapisy „Strategii”, w której zawarte są kluczowe wytyczne dla rozwoju sektora energii, z pewnością będą miały wpływ na kształt PEP do roku 2050.

### **Mówi się o wielu kluczowych kwestiach bezpieczeństwa energetycznego Polski, które hub gazowy mógłby rozwiązać. Ale czy prowadzi się również analizy, jak ważny może być aspekt czysto biznesowy tego projektu?**

Komercyjna część projektu jest bardzo istotna. Chciałbym jeszcze raz podkreślić, że oferta hubu będzie skierowana do wszystkich podmiotów sektora gazowego w naszej części Europy, włączając w to Grupę Wyszehradzką, państwa bałtyckie oraz Ukrainę. Efektem powstania hubu ma być konkurencyjny, elastyczny, transparentny rynek gazu dla Polski i państw sąsiednich, wykorzystujący rozbudowany system przesyłowy oraz rozwinięty segment handlu hurtowego. Wraz z powstaniem hubu wzrośnie przesył przez terytorium Polski gazu z nowych źródeł. Powstaną możliwości jego eksportu do krajów sąsiadujących. Zwiększy się stopień wykorzystania terminalu LNG w Świnoujściu. Nastąpi minimalizacja występowania potencjalnych sytuacji kryzysowych w dostawach. Jednocześnie pojawiają się możliwości zakupu gazu po niższych cenach lub skutecznego oddziaływania na dotychczasowe uwarunkowania cenowe. Ponadto, na europejskim rynku gazu wzmocniona zostanie pozycja grup kapitałowych GAZ–SYSTEM S.A., PGNiG SA oraz Towarowej Giełdy Energii SA.

Rozmawiał **Adam Cymer**

# Cel: europejski rynek obrotu gazem

**Maciej Woźniak,**  
wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. handlowych

**D**ynamika zmian na polskim rynku gazu w zakresie działań na rzecz zwiększenia bezpieczeństwa dostaw i dywersyfikacji źródeł, a także rozbudowa infrastruktury przesyłowej, krajowej i połączeń międzysystemowych coraz silniej lokują polski rynek na europejskim rynku gazu. Ten kierunek zmian w naturalny sposób każe myśleć o zaistnieniu Polski na europejskiej mapie platform obrotu gazem.

W przypadku Polski w dużej części handel gazem odbywa się w tzw. wirtualnym punkcie odbioru. Z wieloma odbiorcami handlujemy na dwa sposoby: poprzez wskazanie fizycznego punktu odbioru gazu bądź poprzez odbiór gazu w „wirtualnym punkcie”. Wsparciem dla tego mechanizmu jest giełda gazu, funkcjonująca na Towarowej Giełdzie Energii. Oczywiście, z punktu widzenia wielkości obrotów i poziomu konsumpcji gazu w Polsce, a także skali naszych połączeń z krajami ościenymi, polski rynek gazu nie jest jeszcze znaczącym rynkiem w Europie. Jako PGNiG staramy się jednak pełnić rolę animatora rynku gazu w Polsce i szybko go rozwijać.

## SPRZEDAJEMY CORAZ WIĘCEJ GAZU

Po pierwsze, musimy zdynamizować nasz rynek i zwiększyć zużycie gazu do poziomu adekwatnego do potencjału naszej gospodarki i liczby mieszkańców. Jako Grupa Kapitałowa PGNiG podejmujemy – z powodzeniem – wiele działań w tym kierunku. W 2016 roku zwiększyliśmy sprzedaż gazu o prawie 1,5 mld m<sup>3</sup>. To rekordowy wynik.

Spadek zużycia spowodowany kryzysem 2008 roku został zniwelowany i powróciliśmy na ścieżkę wzrostu. Jego tempo uzależnione jest jednak od tego, co się stanie na europejskim rynku energetycznym, w jakim kierunku podąży polityka klimatyczna. Jeśli zostanie zastrzona, dla Polski oznaczać to może zwiększenie wykorzystania gazu w energetyce. W kontekście klimatycznym gaz jest atrakcyjną alternatywą dla innych nośników energii, a energetyka oparta na gazie będzie ważyć coraz więcej w miksie energetycznym.

## LIKwidujemy GAZOWE „BIAŁE PLAMY”

Jest jednak drugi, bardzo realny scenariusz wzrostu konsumpcji gazu w Polsce – gazyfikacja kraju. Przez lata mówiliśmy o konieczności likwidacji „białych plam” na mapie gazowej. Nie było jednak żadnych konkretnych planów rozwoju i mechanizmów ich finansowania. W chwili, gdy możemy oprzeć się na technologii tzw. małego LNG, otworzyły się nowe moż-



liwości gazyfikacji kraju. Poprzez budowę małych stacji regazyfikacyjnych, wokół których możemy rozwijać wyspowe sieci gazowe w gminach, mniejszych miejscowościach czy nawet dla konkretnego odbiorcy przemysłowego, omijamy problemy np. uciążliwych i długotrwałych procedur środowiskowych, towarzyszących budowie sieci gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych. Koncentrujemy się natomiast na lokalnych rynkach konsumentów gazu. Ten bardzo konkretny scenariusz jest już realizowany. Polska Spółka Gazownictwa ma podpisanych prawie 200 listów intencyjnych z gminami i związkami gmin na nowe przyłączenia. Część tych umów już wkracza w fazę realizacji.

## SZUKAMY NOWYCH OBSZARÓW WYKORZYSTANIA LNG I CNG

Jest także trzeci potencjalnie rozwojowy obszar dla wzrostu zużycia gazu w Polsce. Chodzi o dynamicznie rozwijający się rynek paliw alternatywnych w transporcie kołowym, rzeczonym i morskim. Wkraczamy na ten rynek z programem gazowości. Poprzez planowanie rozbudowy stacji zasilania gazem LNG/CNG dla ciężkiego transportu długodystansowego, miejskiej komunikacji publicznej i służb komunalnych realizujemy obowiązek wypełnienia przez Polskę zobowiązań wynikających z dyrektywy o paliwach alternatywnych. Już dzisiaj PGNiG Obrót Detaliczny w wielu aglomeracjach ma podpisane długoterminowe umowy na dostarczanie paliwa gazowego dla taboru komunalnego.

Perspektywy stwarza także transport morski i rzeczny. Tzw. dyrektywa siarkowa nakłada na armatorów obowiązek stosowania paliw alternatywnych, szczególnie w basenie Morza Bałtyckiego. Bunkrowanie statków paliwem gazowym będzie coraz bardziej atrakcyjnym segmentem rynku. Z sukcesem przeprowadziliśmy już pierwsze takie operacje. Pokazaliśmy, że

jesteśmy przygotowani do realizacji takiej usługi i czekamy na decyzje armatorów o budowie statków napędzanych gazem. W oczywisty sposób ten obszar działania skojarzony jest z Terminalem LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. Dysponujemy praktycznie dowolnymi ilościami gazu w postaci skroplonej. Zaś bliskość Świnoujścia w porównaniu z terminalami np. w Holandii wpływa na koszty transportu, tym samym cena naszego gazu staje się dla odbiorców coraz bardziej atrakcyjna.

## CHCEMY ANIMOWAĆ RYNEK W REGIONIE

Rozwój naszego rynku gazu w skali rynku wspólnotowego to nie tylko kwestia pewności dostaw z różnych kierunków i nie tylko aktywność w zagospodarowaniu kolejnych obszarów jego sprzedaży. Nieodłącznym elementem jest rozbudowa sieci przesyłowych, w tym szczególnie połączeń międzysystemowych. Wymaga tego konieczność dywersyfikacji dostaw, będąca także warunkiem budowania rynku zliberalizowanego i płynnego. Bez budowy nowych połączeń – jak korytarz północny – nie zapewnimy odpowiedniej skali dostaw gazu z różnych kierunków i od różnych dostawców. Zamierzamy zarezerwować pełną dostępną moc w planowanym gazociągu, biegnącym z szelfu norweskiego przez Danię do Polski, by korzystać z gazu, który PGNiG już w Norwegii wydobywa. A chcemy wydobywać go tam jeszcze więcej – nawet od 2,5 do 3 mld m<sup>3</sup> rocznie. Planujemy kolejne akwizycje koncesji na szelfie.

Następnym naturalnym krokiem będzie budowa nowych połączeń z kolejnymi krajami ościennymi. To pozwoli nam wejść w rolę animatora konkurencyjnego rynku już w skali regionalnej, gdzie do tej pory dominują dostawy z kierunku wschodniego. Początki tego regionalnego obrotu gazem już obserwujemy – w 2016 r. PGNiG wyeksportowało 370 mln m<sup>3</sup> gazu na Ukrainę. Nasze dotychczasowe doświadczenia pozwalają na planowanie rozwoju operacji na tamtejszym rynku, szczególnie że Ukraina zrezygnowała z importu gazu z Rosji.

Region zdominowany przez jednego dostawcę otrzymuje możliwość prawdziwego wyboru. Jesteśmy przekonani, że nasza aktywność ożywi ten rynek, bo pojawi się gaz z innych źródeł po konkurencyjnej cenie. Jesteśmy w stanie pokazać, że perspektywa uniezależnienia się od dominującego dostawcy jest realna.

PGNiG Supply & Trading – nasza niemiecka spółka-córka jest coraz bardziej widoczna na rynku niemieckim. Nie tylko sprzedaje na giełdzie nasz gaz z koncesji norweskich. Weszła także na rynek detaliczny, a liczba jej klientów tylko w 2016 roku wzrosła dwukrotnie. Tak więc, nabywamy kompetencje operowania na rynku europejskim i w momencie, gdy powstanie odpowiednia infrastruktura międzysystemowa, skala naszej aktywności będzie coraz większa.

## GROMADZIMY DOŚWIADCZENIE W HANDLU LNG

Również w obszarze rynku LNG staramy się być coraz bardziej widoczni w Europie, już nie tylko jako użytkownik terminalu regazyfikacyjnego w Świnoujściu. Otworzyliśmy biuro

tradingowe PGNiG w Londynie, by uczyć się światowego handlu tym surowcem i wykorzystać tę wiedzę na własne potrzeby. Rynek ten osiąga coraz wyższe obroty i wszyscy na tym zarabiają. Chcemy w tym uczestniczyć, realizować marzę w handlu gazem, niekoniecznie tylko przyprawiającym do Polski. Wszystkie te działania podporządkowane są jednemu celowi – kreowaniu wewnątrz PGNiG kompetencji w zakresie poruszania się na światowym rynku gazu. Realizacja wyznaczonych celów pozwoli poważnie i odpowiedzialnie zbliżyć się do powstania w Polsce tzw. hubu gazowego w rozumieniu europejskim, czyli z odpowiednim wolumenem i odpowiednim poziomem konkurencyjności.

Dzisiaj jesteśmy jeszcze na początku drogi. Nie mamy bezpośredniego dostępu do złóż gazu innych niż w Rosji. Nie mamy jeszcze odpowiedniej liczby połączeń międzysystemowych. A więc kluczową kwestią pozostaje infrastruktura, przede wszystkim połączenie ze złożami norweskimi, dywersyfikujące źródła dostaw gazu. Wówczas w naszej ofercie znajdzie się gaz norweski i gaz z terminalu LNG, który może przyjmować surowiec z wielu źródeł, w tym ze złóż katarskich i amerykańskich. Z rozmów z producentami amerykańskimi wiemy, że mają potencjał do eksportowania do Europy. Co prawda, ich adaptacja do warunków cenowych rynku europejskiego pewnie jeszcze trochę potrwa, ale bez wątplenia amerykańskie LNG pojawi się w Europie. Moce terminalu w Świnoujściu są wystarczająco duże – a przecież mogą zostać jeszcze zwiększone – by z tych nowych możliwości skorzystać. Zróżnicowane źródła dostaw to fundament budowania atrakcyjnego, konkurencyjnego i płynnego rynku gazu.

## REAGUJEMY NA ZMIANY

Jesteśmy w stanie dostosować się do różnych warunków rynkowych, zarówno w kraju, jak i na rynkach zagranicznych. O dynamice wzrostu na rynku ukraińskim i niemieckim wspominałem. Na giełdzie gazu w Polsce w 2016 roku zaoferowaliśmy o ponad 33 proc. więcej „błękitnego paliwa” niż wynika to z obliwu giełdowego i to przy bardzo dobrej marży.

Dyrektywa MIFID spowoduje, że najprawdopodobniej wszystkie istniejące obecnie platformy obrotu będą musiały funkcjonować w jednym z reżimów wskazanych w dyrektywie. Analizujemy szczegółowo to wyzwanie. Bierzymy także pod uwagę detaryfikację obrotu na poziomie przemysłowym. Jesteśmy do tego dobrze przygotowani.

Naszej strategii towarzyszą działania operatora systemu przesyłowego, a także Urzędu Regulacji Energetyki i Ministerstwa Energii. Respektujemy reguły zliberalizowanego wspólnotowego rynku gazu. Jesteśmy zwolennikami reform, jakie nastąpiły na nim w ostatnich latach. W sprawie gazociągu OPAL bronimy zasad liberalnego rynku gazu. W przypadku gazociągu z Norwegii nie będziemy stosowali żadnych odstępstw od prawa unijnego – i tego oczekujemy od innych, planowanych w Europie projektów.

Wierzę, że nasze działania pozwolą nie tylko wzmocnić wartość PGNiG, ale też przyniosą realne korzyści polskiej gospodarce. Niższa i konkurencyjna cena dostarczanego przemysłowi gazu umożliwi podniesienie konkurencyjności polskich firm na międzynarodowych rynkach.

# Niezbędne warunki regulacyjne dla powstania hubu w Polsce

Robert Zajdler

Postępująca liberalizacja rynku gazu ziemnego w Unii Europejskiej sprawia, że znaczenia nabierają nowe modele funkcjonowania rynku hurtowego. Koniecznością zaczyna być standaryzacja obrotu hurtowego, połączona z zapewnieniem transparentności transakcji oraz informacji rynkowych. Rynek wymusza coraz większą płynność, która jest istotnym warunkiem wyznaczania ceny referencyjnej w umowach na rynku hurtowym i detalicznym, a często bywa kluczowa dla aktywności podmiotów na danym rynku. Liberalizacja rynku i rozdział działalności w sektorze gazowym doprowadziły do konieczności bilansowania indywidualnych portfeli jego uczestników w sposób efektywny kosztowo, co również wymusza pewien model obrotu na tzw. Rynku Dnia Bieżącego (RDB) i Rynku Dnia Następnego (RDN). Zapewnienie dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw w stosunku do umów długoterminowych jest bowiem efektywniejsze na rynku, na którym funkcjonuje wielu uczestników w ramach ustalonych form organizacyjnych. Te przesłanki wzbudziły zainteresowanie określonymi modelami funkcjonowania rynku hurtowego, a zwłaszcza koncepcją hubu gazowego.

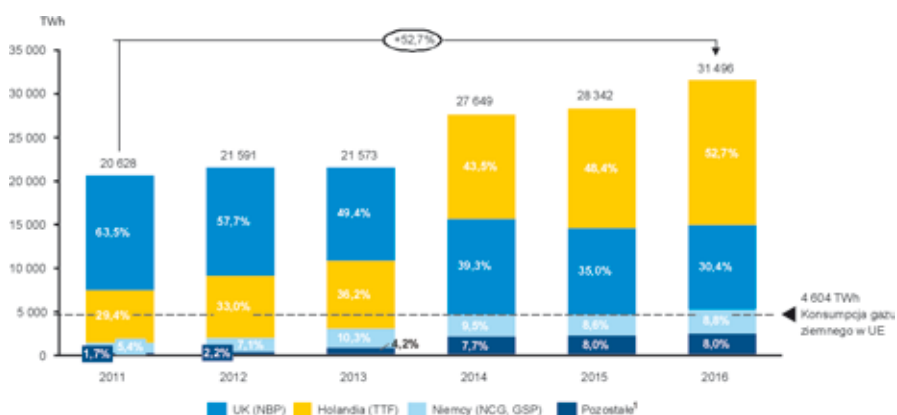
## DEFINICJA HUBU GAZOWEGO

W różnych dokumentach pojawiły się odmienne definicje hubu gazowego. Według jednej z nich hub jest pewnym obszarem sieci ze zdefiniowanymi punktami wejścia i wyjścia oraz wspólnymi zasadami bilansowania. Ta definicja wyklucza aspekty handlowe związane z obrotem gazem ziemnym, m.in. na giełdach gazu czy platformach obrotu, z pojęcia hubu. Według tej definicji w istocie stanowią one sposób obrotu,

wykorzystujący infrastrukturę hubu gazowego. Tak definiowany jest np. hub w dokumentach prawnych Unii Europejskiej. Odmianą jest definicja, która przez hub rozumie cały model obrotu hurtowego gazem ziemnym, włączając w to giełdy, platformy obrotu oraz wszystkie instytucje, które pośrednio lub bezpośrednio mogą mieć znaczenie dla takiego obrotu. Jest to swego rodzaju koncepcja

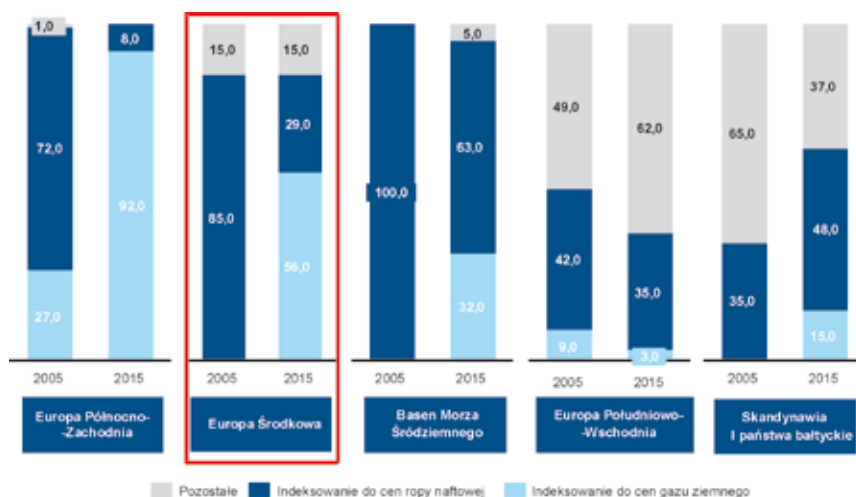
funkcjonowania rynku hurtowego, zamknięta w definicji hubu gazowego. W mojej ocenie, bardziej odpowiednia jest pierwsza definicja, skupiająca te elementy infrastruktury (punkty wejścia do sieci, magazyny gazu, terminal LNG), do których dostęp powinien być oparty na jednolitych, przejrzystych i niedyskryminujących zasadach, aby możliwość skorzystania z nich nie stanowiła bariery dla

Rys. 1. Obrót na hubach gazowych w kontraktach brokerskich OTC



VTP w Austrii, PSV we Włoszech, Zeebrugge w Belgii i PEG we Francji. Źródło: LEBA. Opracowanie: Zajdler Energy Lawyers & Consultants.

Rys. 2. Indeksowanie cen gazu ziemnego w kontraktach importowych (proc.)



Źródło: Opracowanie Zajdler Energy Lawyers & Consultants na podstawie danych IGU.

obrotu gazem ziemnym na rynku hurtowym.

Bazując na charakterze hubu gazowego, wyróżnia się różne jego podziały. Najbardziej rozpowszechniony jest podział na hub fizyczny, oparty na określonej infrastrukturze i zindywidualizowanym sposobie skorzystania z niej, oraz hub wirtualny, wskazujący jedynie punkty wejścia i wyjścia z określonej infrastruktury, połączone z zasadami bilansowania. Model europejski zmierza w kierunku rozwoju hubów wirtualnych. Pojawia się również trochę „przewrotny” rodzaj hubu – hub fikcyjny, przez który rozumie się miejsce wykreowane przez regulatorów rynku lub określone organy administracji publicznej, żyjące w przeświadczeniu, że samo nazwanie danej instytucji, niepowiązane z określonymi regulacjami budującymi konkurencyjny rynek hurtowy, sprawi, iż podmioty gospodarcze zaczną, w duchu konkurencyjności, z takiej instytucji korzystać\*. Patrząc na model polskiego rynku gazu ziemnego, należałoby zastanowić się, na ile tworzone są warunki do rozwoju konkurencyjnego hubu gazowego.

## HISTORYCZNY ROZWÓJ HUBÓW GAZOWYCH

Patrząc w ujęciu historycznym, ewolucja hubów gazowych rozpoczęła się w USA, po czym została zaszczerpiona na gruncie europejskim z około 10-letnim przesunięciem w czasie. Ewolucja, która następowała w USA od początku lat 80. XX w., polegająca na liberalizacji rynku, wprowadzeniu rozdziału działalności (*unbundling*) oraz zapewnieniu dostępu stron trzecich do sieci (TPA), została wzmocniona przez rozwój infrastruktury gazociągowej oraz źródeł pozyskania gazu, które zwiększyły presję na rozwój rynku hurtowego. W wyniku tego nastąpiło pełne otwarcie regulacyjne rynku gazu i stworzenie pierwszego rynku hurtowego, tj. NYMEX w USA (1990), NBP w Wielkiej Brytanii (1997). W konsekwencji nastąpił rozwój hubów jako centrów obrotu hurtowego oraz zwiększyła się płynność i przejrzystość tego rynku. Huby stały się naturalnym elementem tej ewolucji, kreując dodatkowo nowe funkcjonalności tego rynku.

Patrząc na rynek europejski z perspektywy ostatnich pięciu lat, zauważyć moż-

na radykalne wzmocnienie roli hubów. Przeprowadzona przez nas w 2012 r. analiza rynku wskazywała, że nie ma w Unii Europejskiej jednego hubu, który tworzy cenę referencyjną gazu ziemnego, analogicznie do amerykańskiego Henry Hub. Ceny w hubach europejskich nie dyktują cen na rynku gazu ziemnego i różnią się od siebie średnio w przedziale 1–4%, sięgając nawet 7%. Największy wtedy hub – brytyjski NBP – był najbardziej płynnym i transparentnym hubem w Unii Europejskiej, na którym obrót osiągał najwyższy wolumen. Na początku 2017 r. sytuacja była zgoła odmienna. Wprawdzie nie ma w Unii Europejskiej jednego hubu, ale ceny na najbardziej rozwiniętych kilku hubach są zbliżone. Ceny na hubach stanowią punkt odniesienia dla cen na rynku hurtowym i detalicznym. Ceny na hubach w Unii Europejskiej różnią się średnio do 1,5%. Hub kontynentalny, jakim jest holenderski TTF, jest najbardziej płynnym i transparentnym hubem w Unii Europejskiej, na którym obrót osiąga najwyższy wolumen. Powyższa ewolucja pokazuje, że koncepcja hubu gazowego jako modelu funkcjonowania rynku hurtowego gazu ziemnego w Unii Europejskiej się ustabilizowała, a jej praktyczne znaczenie i rozwój hubu można zaobserwować w najbardziej rozwiniętym pod tym względem obszarze geograficznym Unii Europejskiej, tj. Europie Północno-Zachodniej.

## ROZWÓJ HUBÓW W UE

Obecnie huby gazowe rozwijają się głównie w niektórych państwach Unii Europejskiej. Co jednak istotne, całościowo

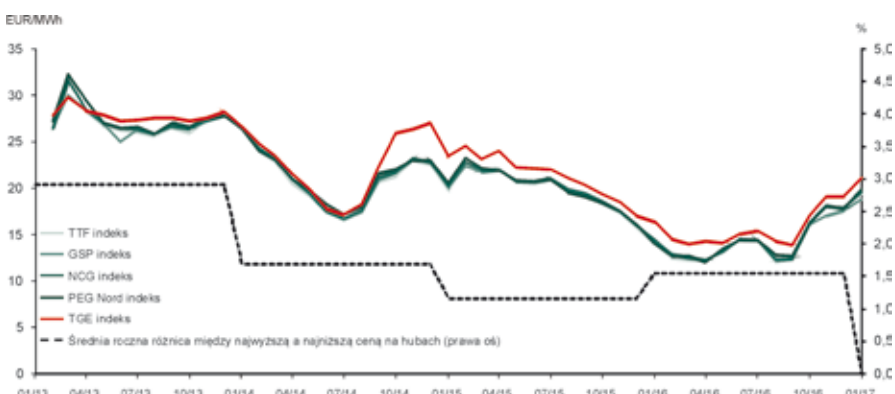
wy wolumen obrotu na hubach w Unii Europejskiej był więcej niż 6-krotnością konsumpcji w UE. Pokazuje to, jak bardzo wzmocniona została rola hubów. Co ciekawe, za ten wzrost w dużej mierze odpowiada rozwój holenderskiego TTF, którego udział wzrósł z niecałych 30% w 2011 r. do prawie 53% w 2016 r. Widać również od kilku lat wzrost rozwoju innych mniejszych hubów, które próbują koncentrować wolumen obracany na danym rynku, często rynku krajowym.

Zaobserwować można również koncentrację obrotu na najbardziej płynnych i transparentnych rynkach. Powyższe sprawia, że platformy obrotu hurtowego stają się również ważnym punktem odniesienia dla sposobu wyznaczania cen w umowach długoterminowych, w tym w kontraktach importowych na dostawy gazu ziemnego do Unii Europejskiej. Jednak dotyczy to głównie najbardziej rozwiniętych i płynnych rynków hurtowych.

W związku z tym również ceny na najbardziej rozwiniętych hubach gazowych w kontraktach brokerskich są do siebie bardzo zbliżone. Rys. 3. pokazuje korelację cen na czterech najbardziej płynnych hubach w kontraktach brokerskich oraz odniesienie do ceny na TGE S.A. w Polsce.

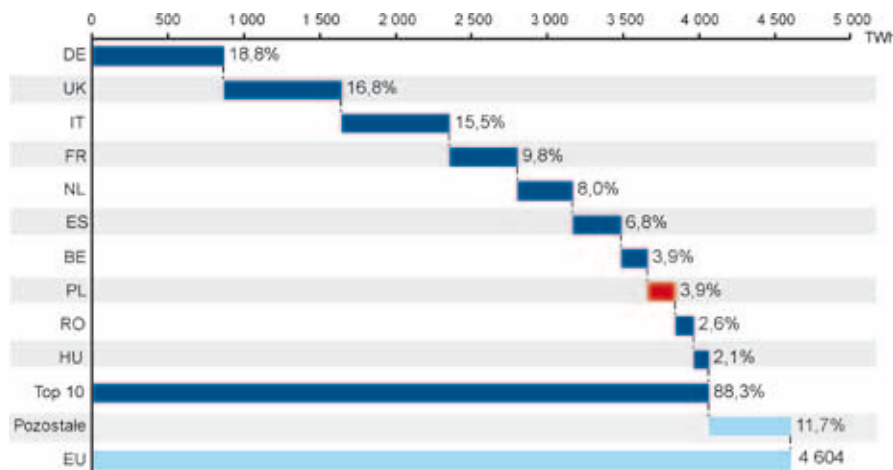
Na zamieszczonym wykresie (rys. 3.) widać zbieżność cen na tych hubach gazowych oraz „odklejanie” się ceny na TGE S.A. Świadczy to o konieczności zbliżania się ceny na TGE S.A. do cen rynków sąsiednich z uwagi na możliwości optymalizacji cenowej. Wskazuje jednak, że ceny w kontraktach RDN na TGE S.A. są (uśredniając miesięcznie) wyższe niż na innych rynkach. Ponieważ w Pol-

Rys. 3. Ceny na hubach gazowych w kontraktach brokerskich na RDN



Źródło Opracowanie własne na podstawie danych Reuters oraz TGE.

Rys. 4. Konsumpcja gazu ziemnego w UE (2015)



Źródło Eurogas.

sce nie ma płynnych platform obrotu hurtowego, które są ważnym i głównym punktem odniesienia na innych rynkach UE, możliwe jest istnienie stosunkowo wyższej ceny na TGE S.A. niż na innych analizowanych rynkach. Daje to szansę rozwoju dla alternatywnych do TGE S.A. platform obrotu, jak np. Polish Trading Point S.A. (PTP).

### MIEJSCE POLSKI

Rynkowy sukces hubu gazowego w Polsce będą determinowały określone czynniki. Mocną stroną takiego hubu jest wielkość krajowego rynku gazu ziemnego, zużywającego 178 TWh gazu ziemnego, co plasuje Polskę na 8. miejscu jako konsumenta gazu ziemnego w Unii Europejskiej.

Polska ma zdywersyfikowaną strukturę dostaw, obejmującą wydobycie własne, import i dostawy wewnątrz-wspólnotowe. Połączone jest to z rozbudowaną infrastrukturą gazociągową w kraju oraz połączeniami transgranicznymi. Utworzony został również punkt wirtualny (VTP), ułatwiający obrót na rynku hurtowym. Planowane nowe połączenia transgraniczne, zwłaszcza w ramach regionu Morza Bałtyckiego i Europy Środkowo-Wschodniej dają dodatkowe możliwości skutecznego funkcjonowania hubu. Mocną stroną hubu gazowego jest również stabilny obrót na rynku hurtowym, w dużej mierze spowodowany przez rozwiązania prawne, nakazujące taki obrót (obligo giełdowe). W dalszym etapie koniecz-

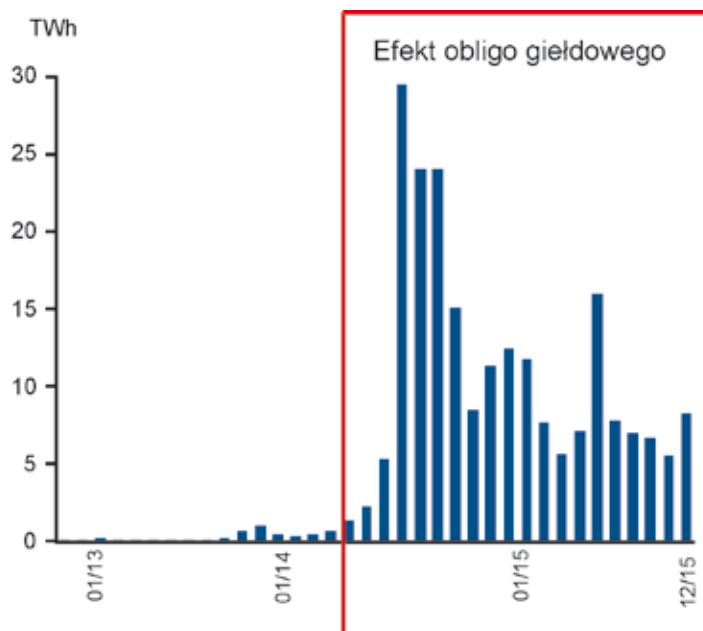
ne będzie również istnienie alternatywnych hurtowych platform obrotu.

Słabą stroną Polski, jako miejsca dla hubu gazowego, w tym o znaczeniu regionalnym, jest niska aktywność przedsiębiorstw na platformach obrotu OTC, mała standaryzacja rynku w zakresie umów, gwarancji itp. oraz trudności w zawieraniu umów ramowych EFET. Problemem jest również niska dokładność danych pomiarowych OSP i OSD, koniecznych do bilansowania w odstępach czasu niezbędnych dla dziennego bilansowania. Brak jest także krajowych ofert rynkowych bilansowania po zamknięciu

giełdy (TGE S.A.). Słabą stroną są restrykcyjne wymagania ustawy o zapasach oraz wątpliwości co do faktycznej możliwości magazynowania gazu ziemnego na potrzeby ustawy o zapasach poza granicami kraju, zarówno w formie fizycznej, jak i tzw. biletowej. W powiązaniu z kosztami magazynowania w Polsce może to rodzić barierę dla aktywności na rynku hurtowym, a zatem dla modelu hubu w Polsce. Słabą stroną jest również ograniczona faktyczna dostępność terminalu LNG dla podmiotów innych niż PGNiG, co wynika z uwarunkowań historycznych. Obecnie brak informacji, na ile te uwarunkowania zostaną zmienione na przykład w nowej instrukcji ruchu terminalu.

Szansą jest dalszy rozwój połączeń transgranicznych oraz umożliwienie transgranicznego magazynowania gazu ziemnego, w tym na potrzeby ustawy o zapasach. Szansą są również efekty zmian prawnych w UE, które dążą do zapewnienia większej transparentności i jednolitości rynku hurtowego, co – jeżeli zostanie wdrożone w Polsce – ograniczać będzie ryzyko regulacyjne. Rozwój platform obrotu OTC oraz połączone z tym bilansowanie poprzez instrumenty notowane na tych platformach wspierać będzie również rozwój hubu gazowego. Likwidacja taryfowania gazu ziemnego spowodować może efektywniejszą kon-

Rys. 5. Konsumpcja gazu ziemnego w UE (2015)



Źródło: Zajdler Energy Lawyers & Consultants na podstawie danych TGE S.A.



kurencję cenową pomiędzy firmami. Jako szansę postrzegać można również nowe możliwości wykorzystania gazu ziemnego w gospodarce, takie jak elektrownie gazowe, mała dystrybucja gazu ziemnego (samochody na LNG, pociągi na LNG) czy działalność poza siecią. Ten kierunek rozwoju może być wspierany przez politykę UE, dążącą do ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> w gospodarce. Źródła gazowe mogą być również elementem wspierającym rozwój odnawialnych źródeł energii, co pośrednio stanowi szansę rozwoju rynku hurtowego gazu ziemnego.

Zagrożenie dla powstania hubu gazowego w Polsce może stanowić kilka czynników. Jednym z nich są regulacje prawne ograniczające aktywność i rów-

członkowskich UE. Dotyczy to zwłaszcza tych platform, które już są obecne na rynku energii elektrycznej, a rozszerzają działalność na rynek gazu ziemnego.

Zagrożenie może wynikać również z braku rozwoju nowych połączeń transgranicznych. Niezależnie od tego, czy powstanie połączenie tzw. Baltic Pipe, a jeśli tak, to kiedy, konieczny jest rozwój połączeń w ramach regionu, zwłaszcza w obszarze Morza Bałtyckiego oraz z Czechami (rozbudowa) i Słowacją. Wzmocni to bowiem współpracę w ramach tych regionów, która jest potrzebna dla funkcjonowania takiego modelu rynku. Zagrożeniem jest również taki model hubu gazowego, który oprócz zapewnienia ułatwionego dostępu do infrastruktury przesyłowej, dys-

ność danych rynku hurtowego (giełda i OTC), zdywersyfikowane i dostępne połączenia transgraniczne, dostępne transgraniczne magazynowanie oraz tzw. kultura obrotu (ang. *cultural attitude*), będą determinowały rozwój hubu gazowego w Polsce. Ocena efektywności takiego hubu będzie oparta na parametrach rynkowych, takich jak liczba aktywnych uczestników, zdolność do znalezienia drugiej strony transakcji dla różnego wolumenu, *spread* cenowy pomiędzy hubami, *spread bid-offer* w ramach danego rynku, wolumen dostarczony fizycznie vs będący w obrocie czy zakres usług świadczonych przez hub. Stworzenie zatem efektywnego hubu gazowego w Polsce musi być połączone z budową rynku hurtowego opartego

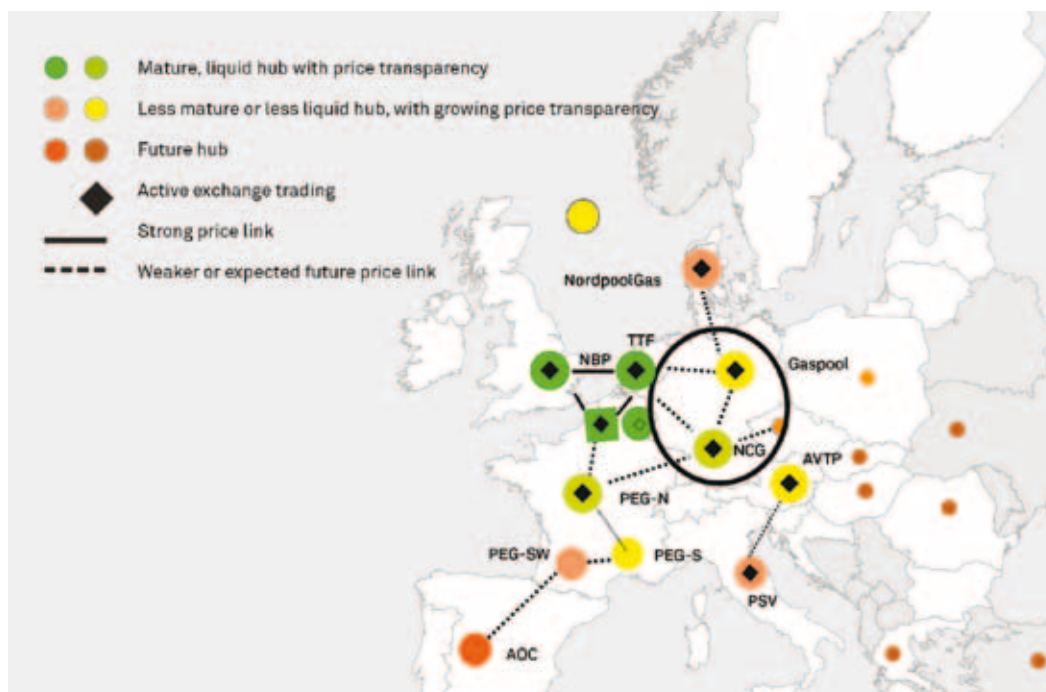
na regułach konkurencji i eliminowaniu barier regulacyjnych. Hub powinien ograniczyć się do zintegrowania niezbędnych elementów infrastruktury (punkty wejścia i wyjścia), zapewnić wspólne zasady bilansowania (oparte wyłącznie na mechanizmach rynkowych) oraz zbudować relacje umowne z pozostałymi uczestnikami rynku. Działania idące w przeciwnym kierunku, zwłaszcza budujące przewagę konkurencyjne dla niektórych uczestników rynku, niewynikające z reguł konkurencji, deprecjonować będą znaczenie takiego hubu, przybliżając go do tzw. hubu fikcyjnego.

**Robert Zajdler**

**Autor jest adiunktem na Wydziale Administracji i Nauk Społecznych Politechniki Warszawskiej, radcą prawnym prowadzącym kancelarię doradczą podmiotom z sektora energetycznego Zajdler Energy Lawyers & Consultants.**

\* J. D. Makhholm, There Is But One True Hub, and His Name is Henry, Natural Gas & Electricity June 2016: „Fictional hubs” are those points created by regulators and governmental bodies... around the world under the hopeful belief that simply naming a point will attract competitive activity”.

Europejskie platformy obrotu gazem



noprawne traktowanie firm na rynku hurtowym. Uprzywilejowanie niektórych uczestników rynku w zakresie magazynowania gazu ziemnego, dywersyfikacji dostaw czy kosztów udziału w rynku hurtowym powoduje dodatkowe ryzyko regulacyjne, które przekłada się na rozwój rynku. Brak zaangażowania w budowę rzeczywistego, a nie wyłącznie fikcyjnego hubu gazowego skutkować może również tym, że obrót na rynku krajowym przejmą giełdy i platformy obrotu z innych państw

trybucyjnej, LNG oraz magazynowej, w ramach jednej spółki (instytucji), która ma być hubem, łączy aktywności, które powinny być oparte na regułach rynkowych (np. jedną giełdę energii, jedną z platform OTC czy dominującego dostawcę gazu ziemnego). Może to oznaczać nieuprawnione uprzywilejowanie niektórych interesariuszy na rynku gazu ziemnego kosztem rozwoju mechanizmów rynkowych.

Określone czynniki, tj. konkurencyjny rynek hurtowy i detaliczny, transparent-

# LNG okrętowym paliwem przyszłości w basenie Morza Bałtyckiego

Andrzej Adamkiewicz, Anna Anczykowska

Zaostrzone rygory emisyjności, zawarte w unijnej „dyrektywie siarkowej”, nakazują 10-krotne zmniejszenie emisji siarki od 2015 roku. Wielu armatorom nie opłaca się instalacja urządzeń do odsiarczania spalin w statkach napędzanych ciężkim paliwem żeglugowym. Dlatego na wodach Bałtyku, Morza Północnego i kanału La Manche będzie wzrastała liczba statków zasilanych niskoemisyjnym gazem LNG.

Wprowadzone w 2005 roku przez Międzynarodową Organizację Morską (IMO) przepisy załącznika VI do konwencji MARPOL 1973 miały na celu ochronę atmosfery przed substancjami zubożającymi warstwę ozonową (freony i halony) oraz ochronę przed emisją  $\text{NO}_x$  i  $\text{SO}_x$ , powstających na statkach w wyniku spalania paliw: w silnikach głównych i pomocniczych, spalarkach oraz okrętowych kotłach pomocniczych, a także ochronę przed emisją lotnych związków organicznych (VOC) ze zbiornikowców olejowych [10, 16].

Dopuszczalne wartości udziału związków toksycznych w strumieniu emitowanych produktów spalania ropopochodnych paliw żeglugowych określono dla tlenków azotu  $\text{NO}_x$  tylko dla silników o zapłonie samoczynnym. Zmniejszenie emisji tlenków siarki  $\text{SO}_x$  jest dokonywane poprzez stopniowe ograniczanie zawartości siarki w paliwach żeglugowych. Na tym etapie nie określono szczegółowych norm w zakresie ograniczania emisji  $\text{NO}_x$  dla opalanych kotłów okrętowych.

## Ekologicznoprawne aspekty wprowadzenia gazu ziemnego na statki jako paliwa

Nowelizacja załącznika VI do konwencji MARPOL [16] od 1 stycznia 2010 roku wprowadziła obszary kontroli emisji  $\text{SO}_x$  SECA (ang. *Sulphur Emission Control Area*) z dalszą redukcją emisji  $\text{NO}_x$  z silników o zapłonie samoczynnym oraz stopniowe ograniczenie maksymalnej dopuszczalnej zawartości siarki w paliwach żeglugowych na poziomie globalnym. Obecnie wyznaczonymi obszarami SECA w Europie są Morze Bałtyckie i Morze Północne oraz kanał La Manche. W roku 2012 zmniejszono dopuszczalną zawartość siarki w paliwach na poziomie globalnym z 4,5 do 3,5%, a w roku 2020 planowane jest kolejnej obniżenie do 0,5%.

W obszarach kontroli  $\text{SO}_x$ , do których należy m.in. Morze Bałtyckie, od 01.01.2015 roku obowiązuje dopuszczalny limit



0,1% zawartości siarki w paliwach okrętowych. Obowiązują one na akwenach portowych całej Unii Europejskiej dla statków żeglugi morskiej i śródlądowej oraz podczas postoju w porcie [7]. Standard 0,5% siarki w paliwie wymagany w 2020 r. będzie podlegał ocenie przez grupę ekspertów powołaną przez IMO w 2018 roku, która sprawdzi możliwość jego wprowadzenia. W przypadku negatywnej oceny standard 0,5% będzie obowiązywał dopiero od 2025 roku. Od 1 stycznia 2013 roku realizowane są ocena i monitorowanie emisji  $\text{CO}_2$  [8, 9, 10] poprzez:

- 1) Projektowy Wskaźnik Efektywności Energetycznej (*Energy Efficiency Design Index – EEDI*) na nowo budowanych statkach o pojemności rejestrowej większej niż 400 BRT,
- 2) wykorzystanie Planu Zarządzania Efektywnością Energetyczną Statku (*Ship Energy Efficiency Management Plan – SEEMP*) do bieżącej oceny jakości eksploatacji na statkach nowych i zbudowanych wcześniej,
- 3) dobrowolne stosowanie wskaźnika efektywności eksploatacyjnej transportowej statku (*Energy Efficiency Operational Indicator – EEOI*), jako uzupełnienie SEEMP [9].



2



3

Wskaźniki te oraz SEEMP są narzędziami systemowej kontroli przewidywanego/projektowego i eksploatacyjnego zanieczyszczenia powietrza w wyniku spalania paliwa przez silniki główne, pomocnicze, kotły oraz spalarkę statku. Do podstawowych sposobów zmniejszających wartości wskaźników EEDI oraz EEOI związanych ze spalaniem na statku paliw nieodnawialnych należy wykorzystanie ciepła odpadowego ze spalin (i energii ze źródeł odnawialnych) lub/i stosowanie LNG jako paliwa na statkach, gwarantującego mniejszą o około 25% emisję CO<sub>2</sub> w porównaniu z emisją tego gazu podczas spalania paliwa MDO (*Marine Diesel Oil*). Natomiast emisja SO<sub>x</sub> oraz cząstek stałych zawieszonych będzie praktycznie wyeliminowana.

Wymagania konwencji i innych przepisów wymuszają na producentach układów napędowych i innych urządzeń siłowni okrętowej tworzenie nowoczesnych rozwiązań. Najczęstszym rozwiązaniem jest wykorzystanie dwupaliwowych układów napędowych. Przykładem są obecnie stosowane na eksploatawalnych gazowcach:

- DFSM (ang. *Dual-Fuel Steam Turbine Mechanical Propulsion*) – układy z turbosespołami parowymi z mechaniczną przekładnią redukcyjną, zasilanymi parą produkowaną przez dwupaliwowe kotły parowe,
- DFDE (ang. *Dual-Fuel Diesel Electric*) – układy napędowe z dwupaliwowymi średnioobrotowymi, czterosuwowymi silnikami o zapłonie samoczynnym z przekładnią elektryczną,
- DRL (ang. *Diesel with Reliquefaction Plant*) – układy bezpośrednie, w których śruba okrętowa napędzana jest przez jednopaliwowy, wolnoobrotowy, dwusuwowy silnik o zapłonie samoczynnym z instalacją ponownego skraplania gazu BOG (ang. *Boil Off Gas*), występujący prawie wyłącznie na jednostkach typu Q-Flex i Q-Max.

### Akwen Morza Północnego i Morza Bałtyckiego jako strefa ECA

Kanał La Manche, Morze Północne i Bałtyckie są obecnie – zgodnie z konwencją MARPOL – objęte strefą ograniczonej emisji tlenków siarki SECA. Obecny stan rzeczy, wraz z możliwymi obostrzeniami przepisów, generuje dodatkowo wzrost kosztów eksploatacji statków, wynikający z droższego paliwa niskosiarkowego.

W 2016 roku Komisja Helsińska (HELCOM), zrzeszająca państwa strefy Morza Bałtyckiego, wystąpiła z wnioskiem do IMO o objęcie Morza Bałtyckiego również strefą ograniczonej

emisji tlenków azotu NECA (ang. *Nitrogen Oxide Emission Control Area*) [6].

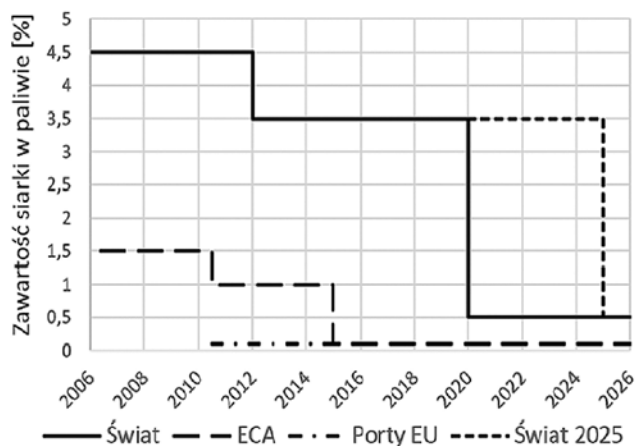
Konwencja MARPOL od początku 2015 roku narzuca konieczność spalania na statku paliwa o zawartości siarki nieprzekraczającej 0,1%. Wymaganie to może zostać spełnione przez statki również poprzez oczyszczanie spalin – stosowanie płuczek spalin, tzw. scrubberów.

Kierunek zmian przepisów dotyczących emisji związków siarki przez statki oraz wynikające z nich wymagania zawartości siarki w paliwie pokazano graficznie na rysunku 1.

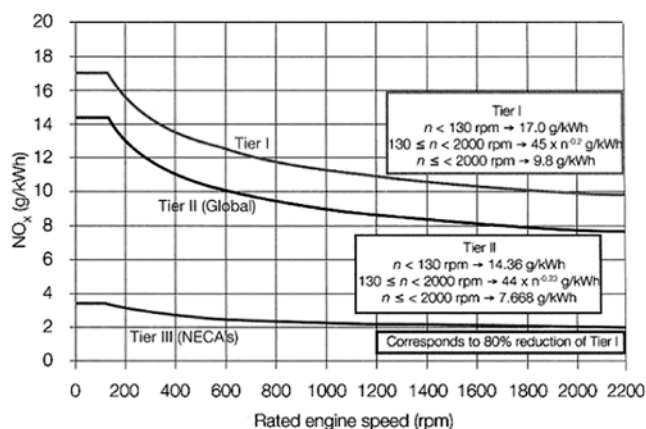
Instalowanie scrubberów okazało się jedną z najpopularniejszych metod radzenia sobie z realiami dotyczącymi poziomu emisji. Nieliczni, aby sprostać nowym wymaganiom, zdecydowali się na inwestycję w promy (m.in. Fjord Line, Viking Line), napędzane paliwem LNG, co pozwala na całkowitą eliminację emisji siarki. Niektóre firmy eksperymentują z wykorzystaniem paliw alternatywnych, np. biopaliw lub metanolu (Stena Line), które nie zawierają siarki bądź posiadają jej śladowe ilości, co równoważy zawartość tlenków siarki z efektami spalania paliwa niskosiarkowego [2, 6].

Potencjalne objęcie Morza Bałtyckiego strefą NECA skutkować będzie spełnieniem wymagań Tier III, ograniczających emisję tlenków azotu (NO<sub>x</sub>). Dotyczyć to będzie statków zbudowanych po terminie określonym przy wprowadzeniu nowej strefy NECA. [16]. Limity emisji NO<sub>x</sub>, określone zapisami konwencji MARPOL, pokazano na rysunku 2. W konwencji wprowadzono trzy poziomy dopuszczalnej emisji (Tier). Dwa

Rys. 1. Dopuszczalna zawartość siarki w paliwie według konwencji MARPOL i dyrektywy 2005/33/WE [1, 3, 4, 6, 12]



Rys. 2. Dopuszczalne wartości emisji tlenków azotu w zależności od prędkości obrotowej silnika dla trzech poziomów Tier [1, 3, 6, 12]

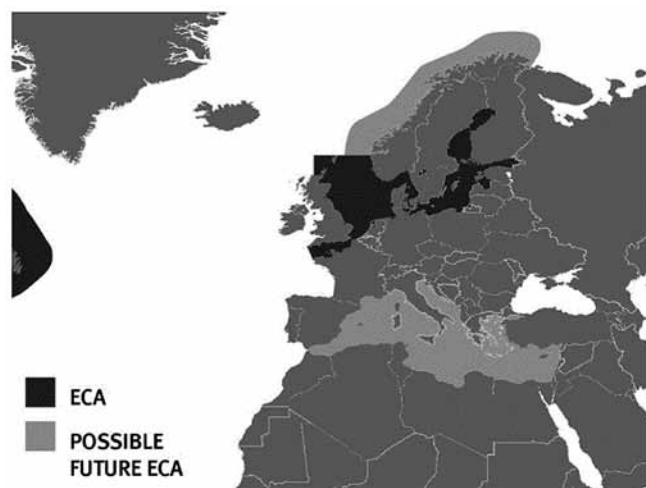


pierwsze obowiązują na obszarach wszystkich mórz i oceanów, a poziom Tier III ma zastosowanie dla statków przebywających w strefie NECA:

- Tier I – dla statków zbudowanych po 1 stycznia 2000 r.,
- Tier II – dla statków zbudowanych po 1 stycznia 2011 r.,
- Tier III – dla statków zbudowanych po terminie określonym w momencie wprowadzenia nowej strefy NECA.

Na rysunku 3. przedstawiono strefy ECA, obowiązujące i możliwe do powstania w przyszłości w rejonie Europy. Utworzenie nowych stref tego typu w znacznym stopniu pogorszy-

Rys. 3. Obecne i planowane strefy ECA w rejonie Europy [1, 14]



łyby warunki eksploatacji gazowców w transporcie krótko- i długodystansowym.

Objęcie Morza Śródziemnego specjalną strefą ochrony spowoduje, że przez większą część podróży, np. z Ras Laffan w Katarze do polskiego terminalu w Świnoujściu, statek transportujący gaz znajdowałby się w strefie ECA, powodując konieczność rozważenia ekonomiczności transportu gazu tą trasą, wykorzystania paliwa niskosiarkowego lub instalacji urządzeń do wtórnego oczyszczania spalin.

Być może, fakt ten spowoduje, iż bardziej ekonomiczne stanie się wykorzystanie zbiornikowców LNG z napędem *dual-fuel* (DFSM lub DFDE), które mogą spełnić wymagania tych stref poprzez zasilanie silników napędu głównego paliwem pochodzącym ze zbiorników ładunkowych, np. LNG [1].

### Rozwój zastosowania LNG w charakterze paliwa na statkach morskich

Atrakcyjność transportu gazu ziemnego drogą morską oraz LNG jako paliwa zastępującego paliwa o niskiej zawartości siar-



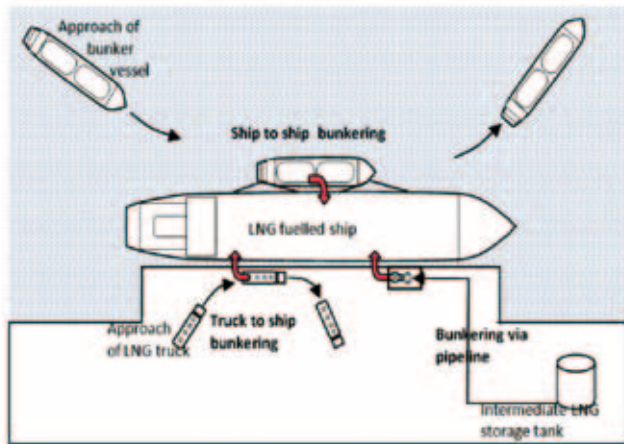
ki, eliminującego konieczność instalowania drogiego systemu do oczyszczania spalin ze związków siarki, skłoniły do budowy nowych jednostek, przede wszystkim takich, jak promy typu RoRo czy RoPax, zasilanych LNG.

W roku 2000 wprowadzono ciekły gaz ziemny w charakterze paliwa na norweskim promie Glutra. Spektakularnym przykładem zastosowania LNG jako paliwa jest wprowadzony do eksploatacji na trasie Turku–Marienhamn–Sztokholm na początku 2013 roku prom (2800 pasażerów i 200 członków załogi) Viking Grace, napędzany czterema silnikami dwupaliwowymi Wärtsilä 8L50DF, o mocy 7600 kW każdy [11, 13, 16]. Statek Seagas, wykorzystywany w portach sztokholmskich, został przystosowany do bunkrowania dzięki środkom z Unii

#### Lista terminali LNG z możliwością bunkrowania statków [5]

Terminal	Pojemność [m <sup>3</sup> ]	Operator	Status	Sposób redystrybucji
Lysekil, Sweden	30 000	Skargas	w eksploatacji	redystrybucja gazu <i>ship-to-ship</i> , <i>shore-to-ship</i>
Świnoujście, Poland	320 000	Polskie LNG	w eksploatacji	redystrybucja gazu <i>ship-to-shore</i> , <i>shore-to-truck</i>
Klaipeda, Lithuania	170 000	Klaipeda's Nafta	w eksploatacji	redystrybucja gazu <i>ship-to-ship</i> , <i>shore-to-ship</i>
Turku, Pansio Portn Finland	30 000	Gasum/ Skargas	w eksploatacji	redystrybucja gazu <i>ship-to-ship</i> , <i>shore-to-ship</i>
Hirtshals, Denmark	500	HMN Naturgas	w eksploatacji	redystrubcja gazu <i>shore-to-ship</i>

Rys. 4. Możliwe opcje bunkrowania statków zasilanych LNG [15]



Europejskiej w ramach programu budowy sieci korytarzy transportowych TEN-T. Jednostka do bunkrowania LNG może pomieścić 1 tys. ton gazu. Seagas, należący do AGA AB, zaopatruje w paliwo wielki wycieczkowiec m/s Viking Ferry. Viking Line i AGA wspólnie rozwiązały kwestie pozwoleń, wybudowały infrastrukturę i wdrożyły procedury bezpiecznego tankowania w portach Sztokholmu.

Przykłady takich statków, jak np. tankowiec DEEN/ARGONON, lodołamacz LIKENNEVIRASTO czy amerykańskie promy STQ typu RoPax i RoPas potwierdzają kierunki rozwoju zastosowania LNG jako konsekwencji ewolucji międzynarodowych wymagań w zakresie kontroli emisji szkodliwych związków spalania paliw ze statków morskich. Sytuacja ta wygenerowała potrzebę stworzenia infrastruktury umożliwiającej bunkrowanie statków LNG w portach stref ochronnych Bałtyku i Morza Północnego. Na rysunku 4. przedstawiono reprezentatywne opcje tankowania statków zasilanych LNG, stosowane w stacjach bunkrowania.



### Infrastruktura stacji bunkrowych w rejonie Bałtyku

Obecnie na świecie działa 89 terminali LNG, najwięcej w Japonii. W Europie w eksploatacji znajduje się 21 terminali, w tym sześć w Hiszpanii, cztery w Wielkiej Brytanii, trzy we Francji, po dwa we Włoszech i Turcji i po jednym w Portugalii, Grecji, Belgii i Holandii. W trakcie budowy znajduje się siedem tego typu obiektów, a 35 jest na etapie planowania. W Polsce usługi bunkrowania statków LNG będzie oferował budowany w Świnoujściu terminal LNG. Obecnie w basenie Morza Bał-

tyckiego jedynie porty w Szwecji oferują usługi tankowania LNG. Świnoujski terminal będzie realizował tę usługę w szerszym zakresie, w Świnoujściu będą bunkrowane zarówno duże jednostki (głównie pasażerskie), jak i mniejsze statki. W tabeli przedstawiono listę terminali LNG z możliwością bunkrowania statków.

\* \* \*

Armatorzy, dążąc do spełnienia unijnych wymagań środowiskowych, wprowadzają do swojej floty mniej emisyjne statki, zasilane paliwem LNG. Zaostrzone rygory emisyjności, zawarte w unijnej dyrektywie siarkowej, nakazują 10-krotne zmniejszenie emisji siarki od 2015 roku. Wielu armatorom nie opłaca się instalacja urządzeń do odsiarczania spalin w statkach napędzanych ciężkim paliwem żeglugowym. Dlatego na wodach Bałtyku, Morza Północnego i kanału La Manche (w obszarze SECA, który obejmuje przepisy dyrektywy) będzie wzrastała liczba statków zasilanych niskoemisyjnym gazem LNG, wymagających stosunkowo częstego bunkrowania.

**dr hab. inż. Andrzej Adamkiewicz, prof. nadzw. AM, kierownik Katedry Diagnostyki i Remontów Maszyn, Wydział Mechaniczny, Akademia Morska w Szczecinie**  
**mgr inż. Anna Anczykowska, Centrum Naukowo-Badawcze Analizy Ryzyka Eksploatacji Statków, Instytut Nawigacji Morskiej, Akademia Morska w Szczecinie**

Na zdjęciach 1–5 infrastruktura i urządzenia do bunkrowania statków gazem (zdjęcia Mateusz Koszela Departament CNG i LNG, PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.).

### Literatura

- Adamkiewicz A., Cydejko J., *Analiza układów napędowych zbiornikowców LNG w aspekcie spełnienia wymagań strefy kontroli emisji spalin*, „Rynek Energii” 2015, nr 3(118), str. 80–86.
- Baltic Sea Clean Shipping Guide 2016, HELCOM, dostępne na [www.helcom.fi](http://www.helcom.fi) (dostęp z 10.03.2017).
- Cydejko J., Adamkiewicz A., *Wybór układów napędowych zbiornikowców LNG z możliwością przeładunku w terminalu Świnoujście*, „Autobusy” 2016, nr 12/2016, str. 566–572.
- Dyrektywa 2005/33/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 6 lipca 2005 r., Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej.
- LNG Handbook, LNG in Baltic Sea Ports II, LNG in Baltic Sea Ports, dostępne na: [www.lnginbalticseaports.com](http://www.lnginbalticseaports.com) (dostęp z 19.03.2017).
- MARPOL How To Do It 2013 Edition, International Maritime Organization, London 2013.
- Mattila T., *LNG As A Fuel For Shipping*, Gasum 12.6.2013 1EL.
- MEPC.176(58) Amendments to the Annex of the Protocol of 1997 to amend the International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, 1973, as modified by the Protocol of 1978 relating thereto (Revised MARPOL Annex VI).
- MEPC.1/circ.684 Guidelines for voluntary use of the ship energy efficiency operational indicator (EEOI).
- Mundt T., Köpke M., MEPC 62: Energy Efficiency Design Index verabschiedet, Schiff & Hafen, 9/2011, pp 12-15MEPC.
- Nienaber K., *Clean ships fuelled by LNG*, Hansa International Maritime Journal, 2012, nr 7.
- Revised MARPOL Annex VI: Regulations for the Prevention of Air Pollution from Ships and NOx Technical Code 2008, International Maritime Organization.
- Spencer T., *LNG and Other Alternative Fuels Challenges 2014/2015*. Lloyd's Register LNG as fuel seminar. Presentation pack. NORWID II, Floor 1, Radisson Blue Hotel, Szczecin, 26th November 2014.
- [www.dupont.com](http://www.dupont.com) (dostęp z 10.03.2017).
- <http://www.flexcorpusaholdingcompany.com> (dostęp z 19.03.2017).
- [www.imo.org](http://www.imo.org) (dostęp z 17.03.2017).

# Budujemy fundamenty bezpieczeństwa dostaw i naszej pozycji konkurencyjnej



Rozmowa z **Piotrem Woźniakiem**, prezesem zarządu PGNiG SA

**Adam Cymer:** PGNiG SA zajmuje strategiczną pozycję w polskiej gospodarce i jako Grupa Kapitałowa swoją strategię rozwoju kreuje w wielu obszarach. Jednym z kluczowych jest problem bezpieczeństwa energetycznego, w tym dostaw gazu ziemnego. GK podejmuje zdecydowane działania na rzecz dywersyfikacji kierunków dostaw gazu na rynek europejski, by ograniczyć monopolistyczną pozycję Gazpromu. Z jednej strony, jest to problem gazociągu NS 2, a z drugiej – problem gazociągu OPAL w przesyle gazu na rynku UE. Proszę omówić działania spółki w tym obszarze.

**Piotr Woźniak:** To dla nas niezwykle istotna, a jednocześnie trudna sprawa. Aby przedstawić pełny obraz wydarzeń, wróćmy do ostatnich miesięcy ubiegłego roku. 28 października 2016 r. Komisja Europejska, a miesiąc później niemiecki regulator Bundesnetzagentur, przyznali Gazpromowi na wyłączność wykorzystanie praktycznie całej przepustowości gazociągu OPAL. Ta instalacja to przedłużenie gazociągu Nord Stream. OPAL biegnie na terenie Niemiec wzdłuż naszej zachodniej granicy. Razem z pozostałą infrastrukturą transportującą rosyjski gaz na zachód tworzy ona pierścień, który otacza Polskę i zapewnia dominację Gazpromu w dostawach gazu dla całego naszego regionu. Oddanie gazociągu OPAL do wyłącznej dyspozycji Gazpromu powoduje jego uprzywilejowanie i daje nieuprawnioną przewagę konkurencyjną, co w oczywisty sposób zagraża bezpieczeństwu energetycznemu Polski. Tym bardziej że po wykorzystaniu całej przepustowości OPAL, Gazprom zyskuje argumenty za budową Nord Stream 2, którym mógłby tłoczyć kolejne, dodatkowe 55 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie ponad obecną zdolność dostaw rurociągiem Nord Stream 1.

Decyzje podjęte przez KE i BNA są sprzeczne z postanowieniami trzeciego pakietu energetycznego, a także z Traktatem o funkcjonowaniu Unii Europejskiej oraz dyrektywą 2009/73/WE w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego. Dlatego w grudniu 2016 r. złożyliśmy skargę do Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości oraz niemieckiego sądu w Düsseldorfie. Niezależnie od PGNiG pozew w tej sprawie złożył polski rząd.

23 grudnia 2016 r. sądy wstrzymały wykonanie decyzji dotyczącej gazociągu OPAL. Tymczasem niemiecki regulator przyspieszył działania i jeszcze przed decyzją niemieckiego sądu zezwolił na przeprowadzenie aukcji na pierwszy miesiąc 2017 r. Dlatego w styczniu 2017 r. wykorzystanie przepustowości gazociągu OPAL sięgało od 95 do 98 proc. Co prawda, wstrzymanie zwiększonych przepływów nastąpiło 1 lutego 2017 r., ale sądowe postanowienie jest tymczasowe. Złożyliśmy wszystkie wymagane od nas wyjaśnienia i w następnym kroku sąd zdecyduje, czy podtrzymać to zabezpieczenie. Co ciekawe, do sporu przyłączył się Gazprom Export jako tzw. interwenient poboczny. Mamy do czynienia z nieco kuriozalną sytuacją, bo po jednej stronie sporu mamy PGNiG, a po drugiej Komisję Europejską, rząd Niemiec i Gazprom. Zyskaliśmy w tym sporze sojusznika, ponieważ po naszej stronie 28 lutego 2017 r. do postępowania dołączył Naftohaz Ukrainy.

**Bezpieczeństwo energetyczne to nie tylko kierunki importu, ale także zasoby własne. W tym zakresie PGNiG SA aktywizuje plany poszukiwań i wydobywania ze złóż krajowych oraz coraz liczniejsze koncesje zagraniczne. Jaka jest skala tych działań i jakie kierunki dalszej ekspansji?**

Z naszych krajowych złóż w ubiegłym roku wydobyliśmy prawie 4 mld m<sup>3</sup> w przeliczeniu na gaz wysokometanowy. Na terenie Polski PGNiG wydobywa gaz ziemny na 225 koncesjach eksploatacyjnych, do tego posiadamy 48 koncesji poszukiwawczo-rozpoznawczych i 4 koncesje łączne poszukiwawczo-rozpoznawczo-wydobywcze. W ubiegłym roku wykonaliśmy 30 otworów poszukiwawczych. Wierciliśmy w województwach zachodniopomorskim, pomorskim, lubuskim, wielkopolskim, małopolskim i podkarpackim. Nasi specjaliści mogą poszczycić się wysoką trafnością wykonanych otworów. Prawie wszystkie zostały określone jako pozytywne, tzn. stwierdzono tam występowanie węglowodorów. Odkryliśmy też 10 nowych złóż gazu. Ich szacowane zasoby wynoszą ok. 10 mld m<sup>3</sup> gazu wysokometanowego.

W tym roku będziemy prowadzić prace wiertnicze głównie w województwach podkarpackim, małopolskim, wielkopolskim i zachodniopomorskim. W 2017 r. planujemy prace w ok. 40 odwiertach poszukiwawczych i eksploatacyjnych oraz prace sejsmiczne i inwestycje związane z przyłączeniem nowych odwiertów pod czynne kopalnie.

W pierwszej połowie tego roku poznamy wyniki testów gazowych w otworze Gilowice-2H. Projekt odpowierzchniowego wydobywania metanu z pokładów węgla w Gilowicach realizujemy wspólnie z Państwowym Instytutem Geologicznym – Państwowym Instytutem Badawczym. Jego naukowcy szacują, że w pokładach węgla Górnosląskiego Zagłębia Węglowego znajduje się ok. 170 mld m<sup>3</sup> metanu, które nadają się do udostępnienia. Złożyliśmy w Ministerstwie Środowiska ofertę w przetargu na udzielenie koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie złóż metanu z pokładów węgla na obszarze „Międzyrzecze”. Oferta PGNiG była najlepsza i na początku marca otrzymaliśmy koncesję.

W styczniu tego roku pozyskaliśmy udziały w kolejnych dwóch koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Obecnie nasze wydobycie sięga tam 0,6 mld m<sup>3</sup> rocznie, ale w kolejnych latach będzie systematycznie zwiększane. Do 2025 r. chcemy z norweskich złóż pozyskiwać 2–2,5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Taki efekt uda się osiągnąć poprzez zagospodarowanie kolejnych złóż oraz planowane zakupy udziałów w kolejnych koncesjach, zwłaszcza już zagospodarowanych, czyli już produkujących gaz. Na początku tego roku otrzymaliśmy także koncesję wydobywczą w Pakistanie. Wydobywany tam gaz skierowany jest na lokalny rynek.

**Coraz bardziej zróżnicowane możliwości i skala importu zarówno gazu ziemnego, jak i LNG sprawiają, że stajemy się coraz bardziej znaczącym graczem na rynku gazu w Europie. PGNiG Supply & Trading GmbH osiąga już sukcesy w tej dziedzinie, uruchomione niedawno biuro w Londynie otwiera kolejne możliwości. Jakie znaczenie dla tych projektów ma partnerstwo handlowe z Ukrainą?**

Rzeczywiście, biuro handlowe w Londynie, prowadzone przez naszą niemiecką spółkę zależną, otwiera nam okno na świat LNG. Londyn jest jednym z trzech globalnych centrów obrotu tym surowcem – obok Singapuru i Houston. Biuro tradingowe przede wszystkim umożliwi nam wypraktykowanie handlu skroplonym gazem na skalę międzynarodową. Potrzebujemy własnej ekspertyzy i umiejętności w tej dziedzinie. Nie

da się tego zrobić z Warszawy. Oczywiście, biuro może nam też pomóc w zakupie dodatkowego LNG na potrzeby krajowe, ale nie jest to nasz priorytet. Stawiamy pierwsze kroki w tym biznesie i pierwszy okres działania biura ma służyć przede wszystkim rozwojowi nowego segmentu działalności. To ważny krok w rozwoju całej Grupy Kapitałowej.

Chciałbym jeszcze kilka słów poświęcić spółce PST, bo w ubiegłym roku miała świetne wyniki. W 2016 r. na terenie Niemiec pozyskała 60 tys. nowych klientów. W Niemczech sprzedajemy gaz, który wydobywamy w Norwegii. W tym roku dla PST planujemy dalszy wzrost sprzedaży gazu w Niemczech, rozważamy także wejście na nowe rynki Europy Zachodniej, właśnie z Niemiec.

Co do naszych kontaktów handlowych z Ukrainą, to w ubiegłym roku sprzedaliśmy tam 0,4 mld<sup>3</sup> gazu. Umowa trwa od połowy 2016 r., więc w tym roku można spodziewać się podwojenia tego wolumenu. Na Ukrainie nasz gaz trafia do odbiorców przemysłowych. Oczywiście, jeśli nasi ukraińscy partnerzy – obecni lub potencjalni – zechcą zakupić LNG, nasze biuro w Londynie może oferować korzystne warunki dostawy.

Cały czas monitorujemy możliwości zwiększenia biznesowej aktywności na zagranicznych rynkach gazu ziemnego, w tym także na rynku ukraińskim. Dostawy odbywają się przez gazociąg w Hermanowicach, na granicy polsko-ukraińskiej. Obecnie można tą drogą przesłać 1,5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, ale – według deklaracji operatorów gazociągu – w kolejnych latach przepustowość ma znacznie wzrosnąć.

### **Jaka jest strategiczna polityka w sprawie zwiększania pojemności magazynowania gazu ziemnego?**

Cały czas realizujemy inwestycje związane z magazynami gazu. W ubiegłym roku kontynuowaliśmy rozbudowę obiektów w Kosakowie i Brzeźnicy. Zgodnie z przepisami, utrzymujemy obowiązkowe zapasy na poziomie około 0,8 mld m<sup>3</sup> rocznie. Kolejne inwestycje w magazyny będą zależały od prognoz popytu na usługi magazynowe.

Od października tego roku – zgodnie z przepisami – wszyscy importerzy będą musieli utrzymywać zapasy obowiązkowe gazu. Dlatego przedsiębiorcom importującym gaz do Polski zaoferowaliśmy tzw. usługę biletowania. Dzięki naszej ofercie nie będzie to jednak oznaczało dla nich konieczności fizycznego składowania surowca w magazynach. W uproszczeniu – my bierzemy ten obowiązek na siebie w formie usługi, a importerzy mogą skupić się na swojej działalności podstawowej, tak jak dotychczas.

**Rośnie również potencjał rynku krajowego jako konsumenta gazu ziemnego. Sukcesy handlowe ostatnich miesięcy, odzyskanie strategicznych odbiorców krajowego przemysłu to jeden kierunek budowania pozycji rynkowej, a inwestycje w rozwój sieci dystrybucyjnych to kolejny, bo pozwala – także dzięki technologii LNG – pozyskiwać nowych klientów detalicznych. Czy to skutecznie pozwoli likwidować „białe plamy” na gazowej mapie Polski?**

W ubiegłym roku sprzedaliśmy o 1,4 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego więcej niż rok wcześniej. Cały czas pozyskujemy nowych dużych klientów, a także odzyskujemy dawnych. Cieszymy się, że jest duża grupa klientów, którzy ponownie nam zaufali.

Dzieje się tak za sprawą naszej nowej polityki cenowej i elastycznej oferty. Zarówno na rynku hurtowym, jak i detalicznym zawarliśmy kilkanaście istotnych umów handlowych. W nowy rok również weszliśmy pewnym krokiem, podpisując kilkuletni kontrakt na dostawę gazu dla hut koncernu Arcelor Mittal w Polsce.

W segmencie dystrybucji Polska Spółka Gazownictwa planuje w tym roku dalszy rozwój sieci gazowej. Bardzo nam zależy na objęciu siecią jak największej liczby odbiorców. W ubiegłym roku wykonaliśmy ponad 67 tys. przyłączy. To o ponad 60 proc. więcej niż w 2015 roku. Tym samym zgazyfikowaliśmy 14 gmin, podczas gdy rok wcześniej podłączono do sieci tylko pięć. Co roku PSG planuje włączać do sieci kolejne 15 gmin, tak aby zrealizować zapisany w strategii tej spółki cel 350 tys. przyłączy do 2022 r.

Tam, gdzie z różnych przyczyn nie można budować czy rozbudowywać nowych gazociągów, z pomocą przychodzi LNG i Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu, w którym mamy zarezerwowane moce na poziomie 3,2 mld m<sup>3</sup>. Już teraz powstają stacje regazyfikacyjne, do których mogą przyjeżdżać cysterny ze skroplonym gazem. Takie stacje pozwalają na dostarczanie gazu nie tylko do pojedynczych większych odbiorców, ale także do klientów detalicznych. Umowy w sprawach budowy stacji negocjuje z gminami Polska Spółka Gazownictwa.

**Technologia LNG to nie tylko narzędzie gazyfikacji kraju, ale także możliwość ekspansji na nowych rynkach – transportu towarowego, komunikacji, a także żeglugi. Czy ten kierunek działań nabierze większej dynamiki?**

Zapewne ma pan na myśli bunkrowanie statków gazem LNG jako paliwem. W ubiegłym roku wraz z naszymi partnerami z Lotosu przeprowadziliśmy dostawę paliwa żeglugowego dla jednego ze statków budowanych w Gdańsku. Cysterny odebrały skroplony gaz z terminalu w Świnoujściu i dostarczyły do stoczni, w której jednostka została zatankowana. Usługę bunkrowania statków LNG wykonuje się już w portach Morza Bałtyckiego, lecz w Polsce była to pierwsza tego typu operacja. Powstaje coraz więcej jednostek morskich napędzanych LNG. To najczystsze paliwo stosowane obecnie w żegludze. Dla nas to, oczywiście, kolejny segment rynku, więc będziemy chcieli rozwijać tę usługę.

Gaz ziemny w transporcie towarowym i komunikacji publicznej to albo LNG, albo CNG, czyli sprężony gaz ziemny. Coraz więcej miast eliminuje z ulic napędzane olejem napędowym autobusy i pojazdy komunalne, np. śmieciarki. Zastępuje się je jednostkami napędzanymi gazem. Co prawda, w porównaniu z miastami w Europie Zachodniej w Polsce jest ich wciąż mniej, ale trend również u nas jest wyraźny.

CNG jest znacznie tańszy od benzyny i oleju napędowego, jest paliwem czystszy i pozwala na znaczne oszczędności. Pojazdy napędzane gazem są tańsze od swoich elektrycznych i hybrydowych odpowiedników. Samorządy będą przykładać do transportu napędzanego CNG i LNG coraz większą wagę, także ze względu na lokalne i centralne działania, zmierzające do zmniejszenia obecności smogu w polskich miastach. Rynek CNG czekają jeszcze duże możliwości.

Rozmawiał  
**Adam Cymer**



W lutym PGNiG otworzyło w Londynie biuro tradingu LNG. Od lewej: Olgierd Hurka, dyrektor Departamentu LNG w Oddziale Obrotu Hurtowego PGNiG SA; Uwe Bode, dyrektor zarządzający PGNiG Supply & Trading; Piotr Woźniak, prezes zarządu PGNiG SA; Ireneusz Łazor, dyrektor biura w Londynie.



PROGNOZA INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA)

# Światowy rynek gazu ziemnego w 2040 roku

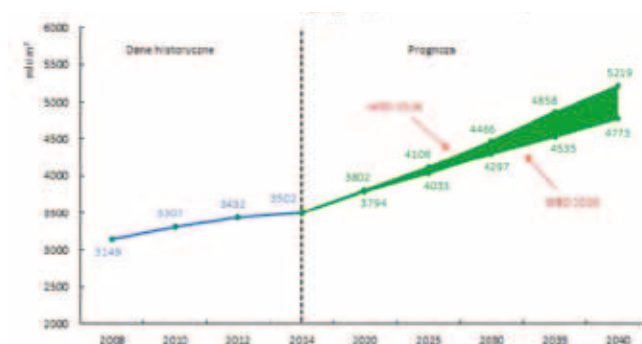
Michał Paszkowski

Międzynarodowa Agencja Energetyczna (*International Energy Agency*) co roku analizuje rolę poszczególnych nośników energii na świecie oraz kształt światowej energetyki w przyszłości. Niewątpliwie formułowane prognozy zamieszczone we flagowej publikacji organizacji *World Energy Outlook* stanowią ciekawą perspektywę i punkt widzenia rozwoju branży energetycznej jako całości.

Niemniej jednak pomimo oczywistych trudności w prognozowaniu, stanowisko IEA wobec kierunków zmian poszczególnych sektorów energetycznych jest warte odnotowania, ponieważ m.in. pozwala określić, jakie inwestycje są niezbędne do prawidłowego funkcjonowania gospodarek państw świata w przyszłości. Międzynarodowa Agencja Energetyczna w swoich prognozach prezentuje analizy dotyczące wszystkich nośników energii (ropa naftowa, gaz ziemny, węgiel, odnawialne źródła energii) oraz poszczególnych sektorów i wyzwań energetycznych (elektroenergetyka, efektywność energetyczna, zmiany klimatu). W najnowszej publikacji *World Energy Outlook 2016* organizacja prezentuje inny niż współcześnie działający kształt rynku gazu ziemnego. Niewątpliwie czynnikami decydującymi o zmianie charakteru światowego rynku tego surowca są przede wszystkim modele biznesowe i formuły cenowe, które ulegają ciągłym modyfikacjom. W sposób szczególnie istniejący od końca lat sześćdziesiątych i na początku lat siedemdziesiątych XX wieku międzynarodowy handel LNG ma decydujący wpływ na reorientację tej branży gospodarki. Dominującym współcześnie modelem wymiany handlowej (przede wszystkim w Europie Środkowo-Wschodniej) są kontrakty długoterminowe, gwarantujące stabilność dostaw państwom importerom oraz zapewniające terminowe wpływy środków finansowych państwom eksporterom. Tego typu sytuacja – w ocenie IEA – w najbliższych dwudziestu latach najprawdopodobniej ulegnie zmianie. Warunkiem spełnienia takiej prognozy jest dalszy rozwój rynku gazu ziemnego w postaci skroplonej (LNG). W efekcie jedynie zwiększenie elastyczności dostaw umożliwi powstanie prawdziwego „światowego rynku gazu ziemnego” (w ocenie IEA duży wpływ na reorientację rynku gazu ziemnego będzie miał handel gazem ziemnym w postaci LNG, a zwłaszcza eksport surowca na rynki światowe przez Stany Zjednoczone Ameryki).

Przez lata IEA w swoich prognozach wskazywała na wysoki udział gazu ziemnego w światowym bilansie energetycznym oraz perspektywę wzrostu jego udziału (w 2040 r. – 24%, a więc więcej o ok. 3% w stosunku do 2014 r.). Jeszcze kilka lat temu w publikacji *World Energy Outlook 2010* zapotrzebowanie na

Prognoza światowego zapotrzebowania na gaz ziemny w ocenie International Energy Agency (WED 2010 vs. WEO 2016)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie – International Energy Agency, *World Energy Outlook 2010*, Paris 2010; International Energy Agency, *World Energy Outlook 2016*, Paris 2016.

Uwaga: IEA w publikacji WEO 2010 zaprezentowała prognozę zapotrzebowania na gaz ziemny jedynie do 2035 r., przy czym do celów porównawczych (w artykule) określono możliwą wielkość zapotrzebowania na ten surowiec w 2040 r.

gaz ziemny w 2035 r. – w ocenie IEA – miało kształtować się na poziomie 4535 mld m<sup>3</sup>, natomiast w publikacji *World Energy Outlook 2016* na poziomie 4858 mld m<sup>3</sup> (wzrost o ok. 7,12%). W 2040 r. – w ocenie IEA – zapotrzebowanie na ten surowiec powinno kształtować się na poziomie 5219 mld m<sup>3</sup>, a więc więcej o ok. 7,43% w stosunku do roku 2035. Spełnienie warunku wzrostu zapotrzebowania będzie wymagało dostarczenia odpowiedniej ilości gazu ziemnego na rynek. Z uwagi na spadek cen ropy naftowej z połowy 2014 r. nastąpiło znaczne ograniczenie środków finansowych przeznaczanych przez przedsiębiorstwa energetyczne na wydobycie surowców energetycznych, co w dłuższym okresie mogłoby doprowadzić do zmniejszenia poziomu wydobycia gazu ziemnego na świecie. W swoich prognozach IEA uwzględnia tego typu uwarunkowania, niemniej jednak niski poziom nakładów niezbędnych do eksploatacji pokładów surowca przede wszystkim w Stanach Zjednoczonych Ameryki (wydobycie gazu ziemnego ze złóż niekonwen-

cyjonalnych) – w ocenie IEA – sprawi, że właśnie USA oraz w mniejszym stopniu Australia przyczynią się do dostarczenia na rynek odpowiedniej ilości surowca (będzie to sytuacja charakterystyczna do końca 2020 r.). Specjaliści z IEA podkreślają, że w dłuższym przedziale czasowym znaczna część zapotrzebowania na ten surowiec będzie pokrywana z wydobycia gazu ziemnego w państwach Afryki Wschodniej, Bliskiego Wschodu, Argentyny, Chin oraz Rosji. Dla sprawnie funkcjonującego rynku oraz wymiany handlowej niezbędne będą inwestycje w rozbudowę infrastruktury energetycznej (budowa nowych gazociągów) oraz kontynuacja powstających inwestycji w zakresie gazyfikacji i regazyfikacji gazu ziemnego (terminale LNG).

W swoich analizach, mając na względzie zmianę „punktu ciężkości światowej energetyki” w kierunku państw azjatyckich w sposób szczególny IEA odnosi się do regionu Azji Południowo-Wschodniej. W opinii IEA, perspektywy rozwoju rynku gazu ziemnego w tej części świata w dalszym ciągu są bardzo korzystne, przy czym czynnikiem, który będzie miał istotny wpływ na szerokie zastosowanie w gospodarkach tych państw gazu ziemnego będą ceny węgla. W efekcie można wskazać, że jedynie wysokie ceny wytwarzania energii elektrycznej z dominującego współcześnie w tym regionie nośnika energii (węgiel) oraz prowadzona przez wiele państw polityka

klimatyczna na rzecz ograniczania emisji szkodliwych substancji do atmosfery, może docelowo przyczynić się do zwiększonego wykorzystania gazu ziemnego. Specjaliści z IEA zwracają jednak uwagę, że wpływ na tego typu sytuację będzie miała także ograniczona współcześnie liczba istniejących instalacji do wytwarzania energii elektrycznej z gazu ziemnego oraz spadające koszty wytwarzania energii z różnego rodzaju odnawialnych nośników energii.

W konkluzji należy wskazać, że to, jak będzie „wyglądał” sektor gazowy w przyszłości (jakie zmienne będą miały wpływ na jego funkcjonowanie) jest wielką niewiadomą, przy czym prognozy IEA stanowią jedno z ważniejszych stanowisk w toczącej się współcześnie debacie ekspertów na temat sytuacji energetycznej na świecie w latach 2030–2040. Jednocześnie, mając na względzie właściwości fizyczne gazu ziemnego (mniejszy w porównaniu z ropą naftową lub węglem negatywny wpływ na środowisko naturalne), można przewidywać dalszy wzrost znaczenia tego nośnika energii w przyszłości.

**Dr Michał Paszkowski** jest pracownikiem Departamentu Ropy i Gazu w Ministerstwie Energii.

*Tekst wyraża poglądy autora, a nie instytucji, z którą związany jest zawodowo.*

# Quo vadis gas market regulatory framework?

**Paweł Pikus**

**Komisja Europejska nie ustaje w wysiłkach znalezienia optymalnego dla Unii Europejskiej modelu funkcjonowania sektorów infrastrukturalnych. Dotyczy to również sektora gazowego.**

**P**o przyjęciu na poziomie UE regulacji wykonawczych do III pakietu energetycznego, tzw. europejskich kodeksów sieciowych, których celem jest integracja krajowych rynków gazowych na poziomie ich operacyjnego funkcjonowania, zainteresowanie Komisji Europejskiej przyciągnął sektor elektroenergetyczny. Skutkuje to szeroką debatą publiczną na poziomie unijnym nad tzw. pakietem zimowym, dotyczącym zwiększenia integracji krajowych rynków elektroenergetycznych. Jest to kolejny etap tworzenia wewnętrznego rynku energii w taki sposób, w jaki jest on postrzegany przez instytucje unijne.

Jednakże Komisja Europejska nie przestała całkowicie interesować się sektorem gazowym. Zgodnie z konkluzjami XXIX Fo-

rum Regulacyjnego Rynku Gazu Ziemnego w Madrycie, które odbyło się w październiku 2016 roku, europejskie rynki gazu są obecnie w dynamicznej fazie dostosowań do nowych regulacji unijnych. Interesariusze europejscy podkreślili więc, że przygotowanie pakietu nowych regulacji, analogicznych do obecnie diskutowanego pakietu dla energii elektrycznej, jest dla sektora gazu przedwczesne. Przede wszystkim należy bowiem ocenić efekty podjętych niedawno działań (ostatni kodeks Rada UE i Parlament Europejski przyjęły w lutym 2017 r.), a dopiero potem zastanowić się nad ewentualnymi dodatkowymi zmianami regulacyjnymi. Niemniej jednak podczas forum Komisja Europejska zapowiedziała przeprowadzenie analizy, której celem będzie ocena stopnia rozwoju wspólnego rynku gazu w UE pod kątem istniejących strat dobrobytu (*welfare losses*) oraz sposobów ich zmniejszenia poprzez dalszą integrację europejską w średniookresowej perspektywie. Obok analizy KE zapowiedziała również przeprowadzenie tzw. procesu *mirroring*, tj. przeniesienia na sektor gazowy niektórych regulacji obecnych w „pakiecie zimowym”, które są zbieżne dla obu sektorów i po-

winy pozostać uspołnione lub które powinny zostać potraktowane analogicznie, niezależnie od transportowanego medium.

Wykonaniem zapowiedzi Komisji Europejskiej z madryckiego forum było przeprowadzenie konsultacji społecznych dotyczących zakresu analizy i sposobu ujęcia głównych zagadnień, które miałyby zostać w niej ujęte. Konsultacjom nadano tytuł „*Study on quo vadis gas market regulatory framework*”. Komisja Europejska na swojej stronie udostępniła kilkanaście krótkich dokumentów analitycznych, przygotowanych przez firmy, które zgłosiły chęć przeprowadzenia takiej analizy na zlecenie KE, wraz z prośbą do wszystkich zainteresowanych o krytyczną analizę zgłoszeń oraz wskazanie oczekiwań co do planowanej analizy. Konsultacje zakończyły się w połowie stycznia 2017 roku. Wśród polskich przedsiębiorstw, które wzięły w nich udział, znalazły się: PGNiG SA oraz OGP GAZ–SYSTEM S.A. Oprócz nich swoje stanowiska zgłosiły między innymi ENTSOG, EFET, GIE, Eurogas, IOGP, EURELECTRIC, a także Ministerstwo Energii Rzeczypospolitej Polskiej.

Główne tezy dokumentów analitycznych koncentrowały się na zagadnieniach dotyczących: przyszłości podaży i popytu na europejskim rynku gazu, funkcjonowania rynków hurtowych i konwergencji cen surowca w UE, aspektach regulacyjnych, przyszłości i struktury systemów taryfowych państw członkowskich, przyszłości infrastruktury gazowej i nowych inwestycji, sposobów dalszej integracji rynków na poziomie UE oraz bezpieczeństwa dostaw.

Wskazywano przede wszystkim na trudności gazu w znalezieniu swojego miejsca w miksie energetycznym Europy, duże oczekiwania związane z niższymi cenami ropy, wzrastającym znaczeniem gazu LNG oraz coraz większym uzależnieniem cen gazu od fundamentów rynku. Podkreślono znaczenie gazu jako paliwa optymalnego z punktu widzenia zwiększenia wykorzystania źródeł odnawialnych. Wskazywano, że UE nie jest jednolita, jeżeli chodzi o przyszłość rynków – regiony takie jak Europa Środkowo-Wschodnia czy Europa Południowo-Wschodnia mają perspektywę wzrostu zużycia gazu. Odniesiono się również do sposobu funkcjonowania hubów europejskich, zwracając uwagę, że Europa nie jest gotowa na funkcjonowanie kilku czy kilkunastu hubów, których liczba będzie powodować małą płynność rynków, przy czym dostrzeżono perspektywę rozwoju hubu w Europie Środkowo-Wschodniej. Podkreślono, że obecnie ACER już widzi pozytywne skutki konwergencji cen w Europie. W kontekście małej płynności i dużej liczby hubów wskazano, że kluczowe jest efektywne łączenie rynków sąsiadujących, które jednak nie jest możliwe bez szczegółowych regulacji i analizy pod kątem możliwych negatywnych efektów dla poszczególnych operatorów systemów przesyłowych. Dla operatorów integrację regionalną określono jako duże wyzwanie w zakresie bilansowania, elastyczności funkcjonowania sieci czy odzyskiwania przychodu regulowanego. Uznano, że metoda CBA powinna być podstawą decyzji dotyczących łączenia rynków. Aby zwiększyć konkurencję na rynkach państw UE autorzy dokumentów analizowali możliwości zmniejszenia kosztów przesyłania gazu między poszczególnymi państwami, tak aby infrastruktura była wykorzystywana możliwie najbardziej optymalnie. Jednocześnie zwrócono uwagę, że obecne zmiany w strukturze zużycia i przesyłania gazu mogą prowadzić do problemów operatorów systemów przesyłowych w utrzyma-

niu dotychczas wykorzystywanej infrastruktury oraz być barierą dla nowych inwestycji. Proponowano regionalizację prawa UE i możliwość jego dostosowania do wybranych regionów i rynków. Dostrzeżono również aspekt bezpieczeństwa dostaw – postrzegając je głównie przez pryzmat rynku, tzn. odnosząc je do wielości dostawców, budowy nowych dróg dostaw, których celem jest zwiększenie płynności rynku, a w rezultacie jego odporności na zakłócenia.

W opinii polskich podmiotów, które zdecydowały się wziąć udział w konsultacjach, dokumenty przedstawione do analizy nie oddają w sposób pełny zarówno obecnego stanu rozwoju rynku, jak i kierunku działań, których podjęcie jest kluczowe dla osiągnięcia prawdziwie konkurencyjnego, zdwersyfikowanego i bezpiecznego rynku na poziomie UE.

Zwrócono uwagę, że w tej chwili nie jesteśmy w stanie ocenić skuteczności obecnych regulacji, ponieważ nie zostały one jeszcze całkowicie wdrożone. ACER pokazuje, że stają się coraz skuteczniejsze. W związku z tym zalecana jest ostrożność przy formułowaniu wniosków dotyczących przyszłości polityki w zakresie gazu bez kompleksowej analizy sukcesów i ubytków obecnie prowadzonych działań.

Dla Polski największe znaczenie mają dwie wartości polityki energetycznej UE – konkurencyjność i bezpieczeństwo dostaw, przy czym pierwszeństwo powinna mieć ta druga, bo bez zagwarantowanego bezpieczeństwa dostaw niemożliwe jest zapewnienie konkurencyjności rynku. Również dalsza integracja rynku bez odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa jest iluzoryczna. W związku z tym kluczowa jest dywersyfikacja źródeł dostaw gazu ziemnego do UE (obecnie mamy do czynienia ze zwiększaniem zależności UE od zewnętrznych dostawców, a co za tym idzie – możliwości wywierania presji ekonomicznej i politycznej).

Dostęp do nowych źródeł powinien być wspierany regulacyjnie i finansowo. Bez takiego wsparcia i stworzenia nowych możliwości integracja jest wyłącznie fasadowa, a uzasadnianie nowych regulacji tą ideą jest błędne. Tylko takie działania w ostatecznym rozrachunku będą korzystne dla konsumentów w UE, nawet jeżeli w perspektywie krótkoterminowej nie będą na takie wyglądały. Polska od 2006 r. prowadzi taką politykę – budowa terminalu LNG w Świnoujściu oraz perspektywa budowy gazociągu Baltic Pipe są tego najlepszym przykładem.

Przez wsparcie nie należy przy tym rozumieć tylko pomocy regulacyjnej i finansowej dla projektów dywersyfikujących źródła dostaw gazu. Musi ono również zawierać komponent uniemożliwiający zwiększenie pozycji rynkowej dostawcy dominującego oraz niepozwalający na wykorzystywanie przez niego swojej pozycji monopolistycznej, dodatkowo nawet niwelujący jego zbyt wysoki udział w segmencie dostaw gazu do UE. Prawo w takim wypadku musi być w pełni i równo stosowane do wszystkich dróg dostaw i dla każdego projektu – brak instrumentów umożliwiających oddziaływanie na infrastrukturę i dostawcę, które zagrażają bezpieczeństwu dostaw, wybiórcze egzekwowanie prawa UE – zarówno regulacji energetycznych, jak i dotyczących konkurencji – nie służy osiągnięciu celów, które wyznaczyła sobie UE, wkraczając na drogę unii energetycznej.

Niewykształcenie się do dziś płynnego hubu gazowego w Europie Środkowo-Wschodniej jest rezultatem dominacji w tym regionie gazu z jednego źródła – z kierunku wschodnie-

go. Jednak nawet w przypadku utworzenia hubu z wykorzystaniem gazu z jednego źródła i wykształcenia dużej płynności rynku – nie jest dobrym rozwiązaniem. Płynność bez dywersyfikacji źródeł jest płytka i może zostać wykorzystana przez dominującego dostawcę do tym większego wywierania presji na rynek i odbiorców. Również oparcie rynku na kontraktach gas-to-gas jest korzystne tylko wtedy, gdy rynek ma silne podstawy. Wysoka pozycja dominująca jednego dostawcy powoduje, że w takiej sytuacji może on swobodnie manipulować cenami na rynku.

Należy zwrócić uwagę na negatywne konsekwencje zbyt szybkiej liberalizacji rynków gazowych w UE, czego skutkiem nie jest zwiększenie ich odporności na zakłócenia, ale narażenie na większą zależność od dominującego dostawcy. W Polsce liberalizacja nastąpiła szybko (od 2004 roku, czyli wstąpienia do UE do dziś rynek został całkowicie przemodelowany). Wpływa to na pozycję podmiotów obciążonych długoterminowymi kontraktami, które mogą mieć problem z ich realizacją. Idea integracji rynków nie powinna więc opierać się na integracji ponad wszelką cenę, ponieważ wówczas jej rezultatem może być tylko i wyłącznie zwiększanie znaczenia dominujących dostawców, zamiast ich zmniejszanie, co jest groźne dla łączonych rynków. Wszystkie analizy opłat, wpływu na rynek i kompensacji kosztów powinny być szczegółowo zbadane przed zaproponowaniem zmian regulacyjnych w zakresie integracji. Nie należy zapomnieć o elementach infrastrukturalnych, fundamentalnych z punktu widzenia gwarancji bezpieczeństwa połączonych rynków. Dla

Polski i Europy Środkowo-Wschodniej dobrym punktem wyjścia do integracji jest terminal LNG w Świnoujściu i Brama Północna, oferujące alternatywne źródło dostaw surowca do Europy.

Szczególny nacisk powinien zostać położony na bezpieczeństwo dostaw, które jest dobrem publicznym, narażonym na *free Rider effect*. Takie zachowania nie powinny być dopuszczalne. Obowiązkiem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw powinni zostać obciążeni równomiernie wszyscy uczestnicy rynku. Reguły dotyczące bezpieczeństwa dostaw, ze względu na różny poziom rozwoju konkurencji w UE, nie mogą być jednolite. Powinny być one dostosowane do okoliczności każdego państwa członkowskiego.

Wszystkie dokumenty źródłowe oraz opinie interesariuszy dostępne są na stronach internetowych Komisji Europejskiej. Zakończenie analizy przewidziane jest na drugą połowę 2017 roku. Obecnie nie wiadomo, czy Komisja Europejska podjęła decyzję co do zmian regulacyjnych w sektorze gazu ani kiedy takie zmiany miałyby nastąpić. Należy więc pilnie przyglądać się działaniom unijnym w zakresie pakietu zimowego dla elektroenergetyki i na bieżąco analizować je pod kątem ewentualnego przeniesienia na sektor gazu.

**Paweł Pikus**

**Autor jest zastępcą dyrektora Departamentu Ropy i Gazu Ministerstwa Energii.**

*Tekst wyraża poglądy autora, a nie instytucji, z którymi związany jest zawodowo.*

30 stycznia br. Naukowa Grupa Doradcza przy Grupie Kapitałowej PGNiG rozpoczęła drugą kadencję. W siedzibie Muzeum Gazownictwa w Warszawie z rąk Łukasza Kroplewskiego, wiceprezesa zarządu PGNiG SA ds. rozwoju, nominacje odebrali naukowcy reprezentujący różne dziedziny nauki i różne instytucje naukowe. – *To wyjątkowy przykład na bezpośrednią współpracę dużego przedsiębiorstwa ze światem nauki* – powiedział wiceprezes Łukasz Kroplewski. – *Naukowa Grupa Doradcza prowadzi z nami stały dialog. Przedstawia punkt widzenia środowiska naukowego na obszar badawczo-rozwojowy, dzięki czemu możemy wyeliminować naturalne bariery, pojawiające się przy różnych formach współpracy przemysłu z nauką* – dodał. – *Mamy w składzie Naukowej Grupy Doradczej naukowców, którzy doskonale znają naszą firmę, ale również przedstawiciele ośrodków naukowych, z którymi do tej pory jeszcze nie współpracowaliśmy. Wierzymy, że ta mieszanka doświadczenia i świeżego spojrzenia na problematykę badawczo-rozwojową da nam konkretne efekty* – wskazał Dariusz Dzirba, dyrektor Departamentu Badań i Rozwoju w PGNiG SA.

Skład II kadencji Naukowej Grupy Doradczej przy GK PGNiG:

prof. dr hab. inż. Jarosław Arabas,

Politechnika Warszawska/informatyka/telekomunikacja  
prof. dr hab. inż. Grzegorz Benysek,

Uniwersytet Zielonogórski/elektroenergetyka/OZE

ks. prof. dr hab. Włodzimierz Broński,

Katolicki Uniwersytet Lubelski/prawo

prof. dr hab. Wojciech Cellary,

Uniwersytet Ekonomiczny

w Poznaniu/informatyka/ekonomia

prof. dr hab. inż. Maria Ciechanowska,

Instytut Nafty i Gazu – PIB/geofizyka

prof. dr hab. inż. Zbigniew Gnutek,

Politechnika Wrocławska/mechanika/energia



prof. dr hab. inż. Jan Hupka,

Politechnika Gdańska/chemia/ochrona środowiska

prof. dr hab. inż. Teofil Jesionowski,

Politechnika Poznańska/chemia

prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat,

Politechnika Gdańska/energetyka

prof. dr hab. Adam Koronowski,

UKSW/ekonomia

prof. dr hab. inż. Mariusz Łaciak,

AGH/górnictwo/geologia

prof. dr hab. inż. Jarosław Mizera,

Politechnika Warszawska/inżynieria materiałowa

prof. dr hab. inż. Stanisław Nagy,

AGH/inżynieria gazownicza

prof. dr hab. inż. Andrzej Osiadacz,

Politechnika Warszawska/gazownictwo

prof. dr hab. inż. Tadeusz Uhl, AGH/robotyka/mechanika

# Gaz w polskiej strategii energetycznej?

## Na razie pomagają europejskie regulacje klimatyczne

Konrad Świrski

W którą stronę zmierza polski *energy mix* i jakie będziemy budować elektrownie? Mamy bowiem do czynienia z nawarstwieniem się problemów w sektorze energetycznym. Elektrownie, którymi Polska dysponuje dzisiaj, to zwykle stare i wyeksploatowane jednostki (75% polskiej energetyki jest starsza niż 25, a nawet 30 lat). Jednocześnie cały czas rośnie moc zainstalowana w polskim systemie, ale tak naprawdę za pomocą instalacji odnawialnych – już ponad 8 tys. MW, gdzie większość (5,5 tys.) to wiatr, a więc duża część nowej energetyki to moc nieprzewidywalna, którą i tak trzeba okresowo wspomagać rezerwami z elektrowni konwencjonalnych. Jednak najistotniejsze dla przyszłej polskiej energetyki są nowe europejskie regulacje – zarówno zaostrzające normy emisji substancji szkodliwych (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, pył, rtęć) – tzw. dyrektywa IED oraz równie istotne postanowienia pakietu klimatycznego (a więc tzw. system ETS *Emission Trading System*) i europejskie postanowienia obniżania emisji CO<sub>2</sub>. Część starych bloków trzeba będzie wycofać z eksploatacji, a zastąpienie ich nowymi, tylko węglowymi zamiennikami jest sprzeczne z kolejnymi europejskimi dyrektywami i pakietami. Nic nie jest do końca jasne. Nowe regulacje i zmiany pojawiają się praktycznie co roku, europejskie regulacje stają się polem ciągłych działań lobbystycznych, a nad problemem nowej polskiej energetyki cieniem kładą się dostępne pieniądze i kredyty na nowe inwestycje, ponieważ jest ich coraz mniej. Paradoksalnie,

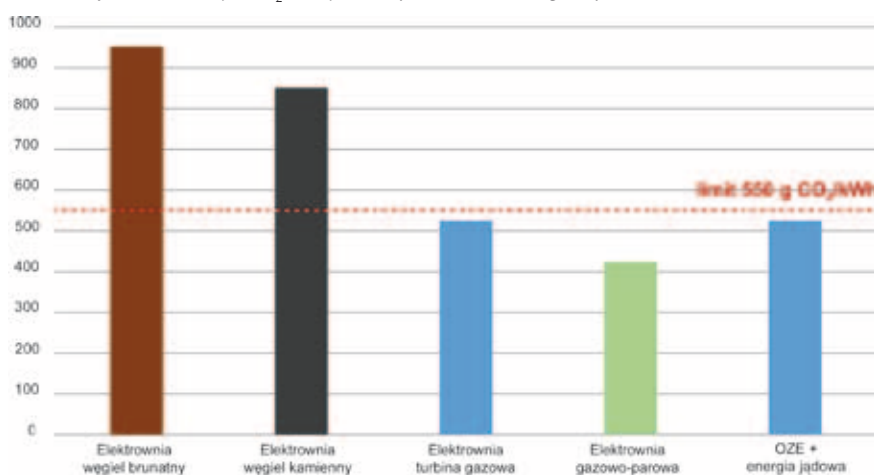
w tak trudnej sytuacji... być może przychodzi czas gazu.

### Jakie mamy ograniczenia? Kurs kolizyjny z pakietem klimatycznym

Polska energetyka musi więc rozwiązać coś, co jest nierozwiązywalnym układem równań z wieloma niewiadomymi. Budować nowe bloki (w celu zastąpienia wycofywanych z eksploatacji), spełnić nowe wymagania emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i rtęci, zapewnić relatywnie tanią energię dla przemysłu i odbiorców indywidualnych, a przede wszystkim zmniejszyć emisję CO<sub>2</sub> i jednocześnie nie wpłynąć istotnie na strategiczne bezpieczeństwo dostaw surowców. Wszystkiego naraz na pewno nie uda się zapewnić, a problem ograniczenia CO<sub>2</sub> staje się pierwszoplanowy.

Europejskie regulacje (tzw. system ETS) w marketingowych założeniach powiązane są z globalnymi, światowymi ustaleniami (Protokół z Kioto i nowe porozumienie paryskie COP 21), ale jednocześnie są czymś zupełnie innym, bo wymagania dotyczą wyłącznie krajów UE i są znacznie bardziej zaostrzone niż ogólnoświatowe. Dla przypomnienia: COP 21 z Paryża zakończył się podpisaniem przez wszystkie państwa dokumentu z niezbyt jasnym sformułowaniem o niedopuszczeniu do podwyższenia globalnej temperatury o 2°C, brakiem konkretnych dotyczących ogólnoświatowych celów redukcji CO<sub>2</sub> i uznaniem, że każde państwo dokona *individually intended contribution* – własnych działań na tyle, na ile jest to możliwe. Europejskie

Rys. 1. Proponowane w nowych europejskich regulacjach ograniczenia w możliwości finansowania nowych inwestycji energetycznych (Rynek Mocy) w zależności od emisji CO<sub>2</sub> z danej instalacji. Niebieską strzałką zaznaczony jest maksymalnie niski, osiągalny obecnie poziom emisji CO<sub>2</sub> z najnowszych bloków węglowych.



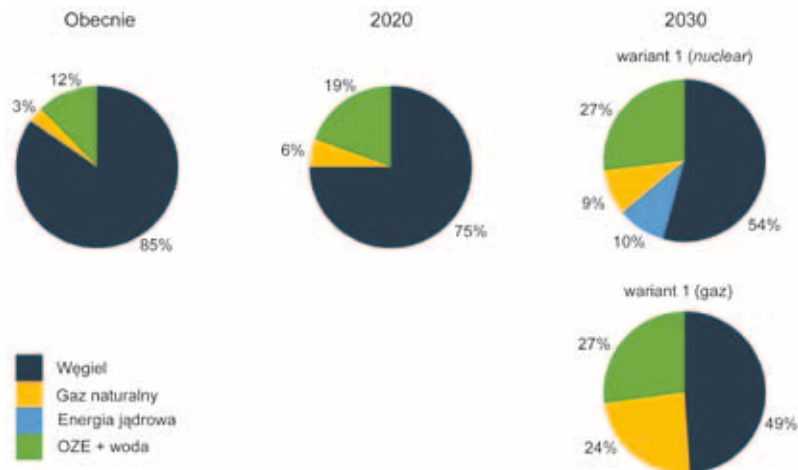
regulacje są znacznie bardziej konkretne i w dodatku zmieniają się tylko w jednym kierunku. Tzw. konkluzje klimatyczne z 2014 roku i reforma ETS z lipca 2015 roku wymagają ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> w energetyce o 43% (w stosunku do poziomu z 2005 roku). W ostatnim roku (30 października 2016) pojawiła się jeszcze dodatkowa propozycja reformy systemu (w ramach tzw. propozycji pakietu zimowego), w której dodatkowo ograniczono możliwości wprowadzania rynków mocy (mechanizmu finansowania nowych inwestycji w energetykę konwencjonalną) wyłącznie dla instalacji o emisji poniżej progu 550 g CO<sub>2</sub>/kWh. Ta wartość staje się nową europejską „cienką, czerwoną linią” pomiędzy energią dozwoloną a zabronioną – zabroniona to, oczywiście, węgiel i – zawsze przywoływana w europejskich dokumentach – dekarbonizacja.

### Możliwe warianty dla polskiej energetyki

W którym kierunku może więc zmierzać Polska? Zakładając, że musimy wypełnić europejskie zobowiązania klimatyczne, można rozpatrywać poniższe opcje – w przybliżeniu zakładamy utrzymanie (niewielki wzrost) zapotrzebowania na energię oraz wypełnienie celów uruchomienia energetyki odnawialnej, które są kolejnym wymogiem pakietu klimatycznego i na pewno pierwszoplanowym celem europejskiej strategii – jeśli nawet nie zbudujemy własnych źródeł, możemy być zobowiązani do zakupu odpowiedniej ilości OZE z zagranicy.

Problem stojący przed każdym polskim rządem to nieuchronna konieczność zmniejszania ilości węgla w energetyce i zmniejszanie emisji CO<sub>2</sub> poprzez budowę elektrowni jądrowych albo... używanie w energetyce gazu. Wciąż nie jest rozwiązany problem, jak zapewnić finansowanie bardzo kapitałochłonnej energetyki jądrowej. Jedyne funkcjonujące w Europie (Wlk. Brytania) rozwiązanie za pomocą kontraktów różnicowych jest odrzucane, a inny pomysł... wciąż w trakcie rozważań. Dopóki więc nie znajdzie się dobrego modelu finansowania (a o ten coraz trudniej, bo finanse i kredyty koncernów energetycznych są na wyczerpaniu), scenariusz jądrowy dobrze rozwiązuje problem *energy-mix*, ale tylko na papierze. Jeśli

Rys. 2. Hipotetyczny scenariusz polskiego energetycznego *energy-mix* dla wypełnienia zobowiązań pakietu klimatycznego



więc nie atom, to pakiet klimatyczny wypycha nas w gaz.

### Plusy i minusy gazu w energetyce

Elektrownie gazowe buduje się stosunkowo łatwo. Gaz jest akceptowalny dla nowej europejskiej polityki klimatycznej (emisja poniżej 550 g/kWh) i układ gazowo-parowy lub sama turbina gazowa mają w porównaniu z innymi rozwiązaniami niskie koszty inwestycyjne. Układ jest elastyczny i mieści się we wszystkich nowych dyrektywach IED. Powyższe zalety rekompensowane są, niestety, dwiema wadami – kosztem paliwa (gazu) i problemem ze strategicznym bezpieczeństwem dostaw. Gaz dla energetyki w Polsce jest stosunkowo drogi i wszelkie analizy wskazują na to, że cena z nowych elektrowni gazowych kształtowałaby się na poziomie 300–350 PLN/MWh (nieco inną ekonomikę mogą mieć instalacje oparte na własnych złożach). To alternatywa atrakcyjna w stosunku do energetyki jądrowej (budowa nie wymaga wielkiego zaangażowania kapitału i długiego czasu), ale wciąż droższa niż produkcja energii z węgla, a zwłaszcza z węgla w starych elektrowniach zawodowych. Obecnie cena giełdy energii to około 160 PLN/MWh, bo jest to wypadkowa konkurencji na rynku i braku odzwierciedlenia kosztów nowych inwestycji. Jednak należy wziąć pod uwagę europejskie regulacje. W przypadku stopniowego podnoszenia cen pozwoleń emisyjnych CO<sub>2</sub> (a umożliwić to będzie mechanizm MSR już od 2019 roku) powoli następuje wyrównywanie się cen energii ze wszystkich źródeł konwencjo-

nalnych (węgiel, gaz, atom) mniej więcej przy poziomie cen certyfikatów 25–40 euro/tonę CO<sub>2</sub>. W momencie, gdy ceny są takie same, a nie ma czasu ani za dużo kapitału inwestycyjnego – wybór zawsze padnie na gaz. Osobnym problemem jednak staje się bezpieczeństwo dostaw. Docelowe wprowadzenie dużej ilości gazu w energetyce do roku 2030 istotnie zwiększy zapotrzebowanie na gaz (nawet podwoi dzisiejsze zużycie), co otwiera pytanie o możliwości importu i o konieczność inwestycji w rozwój sieci przesyłu. A więc pojawia się zestaw pytań o Jamal, Baltic Pipe, Nordstream II czy Opal, które łatwo zadać, ale dość trudno na nie realnie odpowiedzieć.

Ostatnia łyżka dziegciu dla miłej dla oka energetyki gazowej – dzisiejsze inwestycje. Jesteśmy w okresie budowy i uruchamiania „nowej fali” elektrowni gazowych w Polsce. Po pierwszych doświadczeniach z początku wieku (i pierwszych 700 MW w elektrociepłowniach), lata 2015–2018 to czas nowych, już znacznie większych bloków gazowo-parowych. Niestety, nie wszystko idzie zgodnie z planem. Niemniej jednak kolejne obiekty, razem z ukończeniem dotychczasowych inwestycji, mogą zwiększyć moc zainstalowaną w gazie do prawie 3,5 tys. MW, a to już powoli będzie widać w strukturze produkcji energii.

Czy naprawdę przychodzi więc czas gazu?

Prof. dr hab. inż. Konrad Świrski, prof. nadzw. w Instytucie Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej, prezes Transition Technologies S.A.

# X-lecie KST



## Fundament dzisiejszego KST

**Anatol Tkacz,  
sekretarz KST w latach 2007–2015**

Wielu z nas zadaje sobie pytanie – na jakim fundamencie zbudowana jest standaryzacja techniczna IGG, która spaja firmy członkowskie IGG przy opracowywaniu standardów technicznych? Odpowiadając na to pytanie, trzeba sięgnąć pamięcią do końca lat 80. i 90. XX wieku. Był to okres wielkich przeobrażeń organizacyjnych, a także, a może przede wszystkim, technicznych w branży gazowniczej. Nastąpiło szerokie otwarcie się gazownictwa na świat, pozyskiwanie nowych technologii poprzez kontakty z firmami wielu krajów, takich jak Dania, Niemcy, Holandia, Belgia, Francja, Włochy, Wielka Brytania, Austria, Czechy, Słowacja, Rosja, USA, Kanada czy nawet Australia. To tam specjaliści z branży wyjeżdżali w ramach wyjazdów studyjnych organizowanych z pomocą stowarzyszeń technicznych, poznawali nowe techniki, materiały, procesy budowy i eksploatacji urządzeń systemów gazowniczych. Po powrocie omawiali wszystko na konferencjach technicznych organizowanych przez stowarzyszenia.

W zakładach gazowniczych powstawały grupy robocze opracowujące instrukcje zakładowe wprowadzające nowe rozwiązania. Znaczący udział w tych pracach mieli naukowcy Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie.

Tworzą się organizacyjne regulacje opracowywania instrukcji i zasad normalizacji zakładowej oraz udziału specjalistów w komitetach technicznych Polskiego Komitetu Normalizacyjnego. PGNiG prowadził swoją normalizację zakładową. W 1997 roku została zawarta trójstronna umowa między Polskim Komitetem Normalizacyjnym, Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem a Instytutem Nafty i Gazu w Krakowie o prowadzenie Sekretariatu Komitetu Technicznego PKN ds. Gazownictwa dla potrzeb tłumaczenia norm europejskich i ich wprowadzania do zbioru Polskich Norm w zakresie gazownictwa. Do prac w komitetach technicznych Europejskiego Komitetu Normalizacyjnego PGNiG skierował swoich specjalistów ze znajomością języków obcych.

Nowe inwestycje realizowane z udziałem firm zagranicznych, np. budowa podziemnego gazu w Mogilnie czy budowa gazociągu tranzytowego, pracownikom branży dały możliwość zapoznania się z nowymi technologiami i technikami w gazownictwie. Organizowane targi urządzeń gazowniczych w Bydgoszczy, Poznaniu, a następnie w Kielcach, wraz z towarzyszącymi konferencjami technicznymi, pozwoliły znacznej grupie specjalistów pogłębić wiedzę w zakresie najnowszych technologii i możliwości ich stosowania w polskim gazownictwie.

Całość tej działalności spajali ludzie branży, przy znaczącym wsparciu kierownictw przedsiębiorstw gazowniczych, w tym szczególnie PGNiG. To ludzie tworzyli europejskie standardy stosowania nowych technik i technologii w gazownictwie. Było to łatwiejsze, gdy branża była jednolitą strukturą. Podział, prywatyzacja branży wiele przedsiębiorstw pozbawiły naturalnych więzi zawodowych pomiędzy firmami sektora. To prowadziło do zróżnicowania poziomów stosowanych technik i technologii i ponoszonych kosztów. Ta sytuacja wymusiła integrację branży i skłoniła do stworzenia ośrodka reprezentującego interesy zarówno wielkich, jak i najmniejszych podmiotów.

Tak powstała Izba Gospodarcza Gazownictwa. Dalsza integracja środowiska spowodowała konieczność nowelizacji istniejących norm zakładowych PGNiG, tak aby były one zgodne z normami europejskimi i polskimi przepisami technicznymi. Tu powstał problem: czy inne podmioty gospodarcze zrzeszone w IGG mogą czy powinny stosować normy zakładowe PGNiG? Aby nie było wątpliwości, na bazie tych nowelizowanych norm postanowiono tworzyć standardy techniczne Izby Gospodarczej Gazownictwa, jako samodzielne dokumenty normalizacyjne do dobrowolnego stosowania w całej branży. Dlatego w grudniu 2006 roku Zarząd IGG przyjął dokument określający zasady prowadzenia działalności standaryzacyjnej w IGG i do jej prowadzenia powołał Komitet Standardu Technicznego.

Dziś można z pełnym przekonaniem powiedzieć, że była to bardzo dobra decyzja, pozwalająca na szybki rozwój technik i technologii gazowniczych we wszystkich firmach związanych z gazownictwem – od projektowania, budowy, eksploatacji obiektów gazowniczych po urządzenia gazowe, systemy informatyczne czy organizację prac.

Szczególnego podkreślenia wymaga fakt, że powodzenie prac Komitetu Standardu Technicznego IGG to zasługa instytucji i ludzi. Instytucji – bo to PGNiG był głównym inicjatorem przejścia przez IGG opracowywania norm branżowych (zakładowych) w formule standardów, by wzmocnić ich wartość i sprawić, by zyskały poparcie PKN-u i stały się uniwersalnymi standardami dla całego sektora gazowniczego. Ludzi – bo to założyciele IGG podjęli się tego zadania. Grzegorz Romanowski, inicjator powołania IGG, jej pierwszy przewodniczący Marek Grunt i ówczesny dyrektor IGG Mirosław Dobrut przyjęli propozycję, by w strukturach IGG powstał zespół zajmujący się standaryzacją. Adrian Dudek i Grzegorz Romanowski, mający biznesowe kontakty z niemiecką branżą gazowniczą, odbywali studyjne wyjazdy, aby poszukiwać inspiracji w działaniach DVGW (*Deutsches Verein des Gas- und Wasserfaches* – Niemieckie Stowarzyszenie Branży Gazu i Wody), które od ponad 150 lat zajmuje się ustalaniem standardów technicznych. Praca ówczesnych władz IGG oraz pasjonatów standaryzacji doprowadziły do wypracowania formuły Komitetu Standardu Technicznego, od 10 lat prowadzącego unikalne w skali kraju prace standaryzacyjne, jako jedyna tego typu instytucja w samorządach gospodarczych w Polsce.



Komitet Standardu Technicznego (KST) powołany został uchwałą nr 6/2007 Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa z 27 lutego 2007 r. na mocy przyjętego uchwałą nr 10/2006 z 19 grudnia 2006 r. dokumentu pt. „Standardy i wytyczne techniczne Izby Gospodarczej Gazownictwa – cele, zasady, organizacja, finansowanie”. Działalność ta prowadzona jest w ramach funkcjonowania KST przez zespoły robocze powoływane do opracowania tematów prac standaryzacyjnych, zgłoszonych przez firmy członkowskie IGG. To członkowie KST i zespołów roboczych, reprezentujący swoje firmy, wykorzystując zdobyte doświadczenie zawodowe, kształtują regulacje w opracowywanych standardach technicznych według zasad ustalonych w IGG i ustanawianych przez Zarząd IGG.



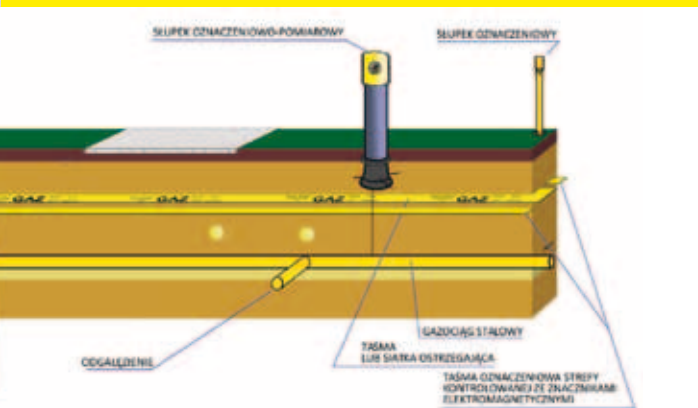




W standaryzacji technicznej IGG stosuje się zasady dobrowolności uczestnictwa w procesie opracowywania i stosowania dokumentów standaryzacyjnych, zapewnienia możliwości uczestnictwa wszystkich zainteresowanych w procesie opracowywania tych dokumentów (nawet z firm spoza IGG), jak również wykorzystywania sprawdzonych osiągnięć nauki i techniki. W pracach nad dokumentami standaryzacyjnymi przestrzegana jest zasada jawności i powszechnej ich dostępności. Obowiązuje długa i przejrzysta procedura, składająca się z różnorodnych form komunikowania się ze wszystkimi zainteresowanymi, takich jak ankietyzacja, konsultacje, zasięganie opinii u ekspertów, konferencje techniczne. Wypracowane dokumenty są identyfikowane następująco:

**Standard Techniczny IGG (ST)** – jest to dokument określający wymagania odpowiednio dla usług, produktów lub procesów występujących w branży gazowniczej, które nie są dostatecznie znormalizowane w normach unijnych i krajowych,

**Wytyczne Techniczne IGG (WT)** – jest to dokument zawierający zbiór zasad i dobrych praktyk w danej dziedzinie, ułatwiających wykonywanie określonych działań związanych z branżą gazowniczą.



**Izba Gospodarcza Gazownictwa** Standard Techniczny  
ST-IGG-0101:2014

Wytyczne wzorcowania gazomierzy przy ciśnieniu  $p > 4$  bar

Recommendations for gas meter calibration for pressure  $> 4$  bar

Ustanowiony przez Prezesa Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa na podstawie uchwały Nr 19/2014 z dnia 1 grudnia 2014 roku Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa w Warszawie

© Zadań część niniejszego standardu technicznego nie może być przedrukowywana ani kopowana jakiegokolwiek techniką bez pisemnej zgody Prezesa Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa

**Izba Gospodarcza Gazownictwa** Standard Techniczny  
ST-IGG-0602:2013

Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych  
Ochrona katodowa  
Projektowanie, budowa i użytkowanie

Protection of onshore steel gas pipelines against external corrosion  
Cathodic protection  
Design, installation, operation and maintenance

Ustanowiony przez Prezesa Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa na podstawie uchwały Nr 15/2013 z dnia 20 czerwca 2013 roku Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa w Warszawie

© Zadań część niniejszego standardu technicznego nie może być przedrukowywana ani kopowana jakiegokolwiek techniką bez pisemnej zgody Prezesa Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa

**Izba Gospodarcza Gazownictwa** Standard Techniczny  
ST-IGG-0301:2012

Próby ciśnieniowe gazociągów z PE o maksymalnym ciśnieniu roboczym do 0,5 MPa włącznie.

Pressure test methods for polyethylene pipelines and service lines for maximum operating pressure up to and including 0,5 MPa

Ustanowiony przez Prezesa Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa na podstawie uchwały Nr 9/2012 Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa w Warszawie z dnia 23 marca 2012 roku

© Zadań część niniejszego Standardu Technicznego nie może być przedrukowywana ani kopowana jakiegokolwiek techniką bez pisemnej zgody Prezesa Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa

**Izba Gospodarcza Gazownictwa** Standard Techniczny  
ST-IGG-1601:2012

Projektowanie, budowa i użytkowanie stacji CNG  
Wymagania i zalecenia

Designing, construction and maintenance of CNG-Powered Vehicle Refueling Station  
Requirements and recommendations

Ustanowiony przez Prezesa Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa na podstawie uchwały Nr 19/2012 Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa w Warszawie z dnia 28 grudnia 2012 roku

© Zadań część niniejszego Standardu Technicznego nie może być przedrukowywana ani kopowana jakiegokolwiek techniką bez pisemnej zgody Prezesa Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa

**Izba Gospodarcza Gazownictwa** Standard Techniczny  
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

Gas stations for transmission and distribution for inlet pressure up to 10 MPa  
Requirements in the area of design, construction and putting into operation

Ustanowiony przez Prezesa Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa na podstawie uchwały Nr 15/2009 Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa w Warszawie z dnia 22 grudnia 2009 roku

© Zadań część niniejszego Standardu Technicznego nie może być przedrukowywana ani kopowana jakiegokolwiek techniką bez pisemnej zgody Prezesa Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa

**Izba Gospodarcza Gazownictwa** Standard Techniczny  
ST-IGG-0704:2014

Nawanianie paliw gazowych  
Kontrola nawaniania paliw gazowych metodami odometrycznymi

Gas fuels odourisation  
Odometric control methods of gas fuel odourisation

Ustanowiony przez Prezesa Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa na podstawie uchwały Nr 17/2014 z dnia 1 grudnia 2014 roku Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa w Warszawie

© Zadań część niniejszego standardu technicznego nie może być przedrukowywana ani kopowana jakiegokolwiek techniką bez pisemnej zgody Prezesa Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa

**Izba Gospodarcza Gazownictwa** Standard Techniczny  
ST-IGG-2601:2014

Prace gazoniebezpieczne  
Sieci gazowe dystrybucyjne  
Wymagania w zakresie organizacji, wykonywania i dokumentowania

Dangerous Gas Works  
Organization, Implementation and Documentation Gas Distribution Networks

Ustanowiony przez Prezesa Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa na podstawie uchwały Nr 16/2014 z dnia 1 grudnia 2014 roku Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa w Warszawie

© Zadań część niniejszego standardu technicznego nie może być przedrukowywana ani kopowana jakiegokolwiek techniką bez pisemnej zgody Prezesa Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa

**Izba Gospodarcza Gazownictwa** Wytyczne Techniczne  
WT-IGG-2501:2016

Okresowe kontrole instalacji gazowych wewnątrz budynków/obiektów

Periodic inspections of gas installations inside buildings /building objects

Ustanowiony przez Prezesa Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa na podstawie uchwały Nr 52/2016 Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa w Warszawie z dnia 29 grudnia 2016 roku

© Zadań część niniejszego standardu technicznego nie może być przedrukowywana ani kopowana jakiegokolwiek techniką bez pisemnej zgody Prezesa Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa



## Standardy to zasługa ludzi z branży gazowniczej

**Kazimierz Nowak,**  
przewodniczący KST od 2007 roku

Mijające właśnie 10 lat od pierwszego posiedzenia Komitetu Standardu Technicznego przy IGG jest bardzo istotnym wydarzeniem w sektorze gazowniczym. Mam tutaj na uwadze dwa względy.

Pierwszy to znak szybko i niepostrzeżenie wpływającego czasu, nie tak dawno bowiem obchodziliśmy V-lecie działalności KST. Podsumowując V-lecie, zadawaliśmy sobie pytania dotyczące osiągniętych celów, możliwości poprawy efektywności pracy zespołów roboczych w ramach KST, a także zdefiniowania potrzeb podmiotów w sektorze. Uważam, iż przeprowadzone dyskusje i wprowadzone później zmiany w ramach regulaminu prac KST oraz wytycznych opracowywania standardów pozwoliły na istotny progres w procedowaniu, uzgadnianiu i zatwierdzaniu opracowywanych standardów przez Zarząd IGG. Nikt chyba nie powinien mieć wątpliwości, iż najbardziej istotny jest czynnik ludzki, a zatem nawiązanie współpracy z najwyższej klasy specjalistami w branży i zachęcenie ich do współpracy i dzielenia się posiadaną wiedzą. To się udało, zmieniło podejście i kulturę pracy. Bardzo istotną zmianą było doprowadzenie do organizacji konferencji uzgodnieniowych w końcowym etapie opracowywania standardów przez zespoły robocze. Praktycznie każdy, kto w odpowiednim terminie zgłosił konstruktywne uwagi, zastrzeżenia lub poprawki, mógł mieć wpływ na ostateczny kształt zawartych w dokumencie regulacji. Trudno tu nie wspomnieć o istotnej decyzji w ramach zespołu KST. Otóż, trafną decyzją było powoływanie w ramach KST osoby, która była desygnowana jako opiekun prac danego zespołu roboczego. Wielu znakomitych specjalistów wykazało swoją wiedzę, predyspozycje i zaangażowanie, gwarantujące powodzenie tych prac.

Natomiast drugi aspekt oceny X-lecia, chyba bardziej istotny, to ciągłość działania KST, zachowana w trudnych okolicznościach, dynamicznie zmieniających się uwarunkowaniach rynkowych i strukturalnych w sektorze gazownictwa. Należy mieć na uwadze, iż KST stanowi zespół specjalistów reprezentujących podmioty, które niekoniecznie muszą utożsamiać się z realizowanymi projektami standaryzacyjnymi, a niejednokrotnie oczekujące realizacji tylko ich własnych zadań lub na ich indywidualne potrzeby biznesowe. Na to wszystko nakłada się problem akceptacji finansowania realizowanych przez KST prac standaryzacyjnych, zaangażowania delegowanych do prac w zespołach roboczych pracowników, a na końcu decyzja o wdrożeniu standardu w danej organizacji. O ile mentalnie i organizacyjnie w miarę skutecznie udało się usystematyzować pracę zespołów roboczych, to nadal stoimy przed koniecznością rozwiązania problemu dotyczącego właściwego zdefiniowania potrzeb podmiotów w sektorze. Okazuje się, iż wiele zgłoszonych przez firmy sektora, i przyjętych w ramach planu prac standaryzacyjnych KST na kolejne lata, tematów nie znajduje

późniejszego potwierdzenia lub zainteresowania, nie mówiąc już o końcowym etapie, jakim powinno być ich wdrożenie. W efekcie pojawiały się wątpliwości co do delegowania pracowników do prac w zespołach roboczych, a niekiedy i zmiany na stanowiskach kierowników zespołów roboczych. Uważam, iż jest to najistotniejszy problem do rozwiązania, stojący przed firmami, Sekretariatem i KST. Niezależnie od wszystkich wykazanych wcześniej problemów widać wyraźnie, iż decyzja o organizacji i powołaniu przed dziesięć laty KST przy IGG była jak najbardziej właściwa. W efekcie opisano i zdefiniowano wiele procesów i wymagań techniczno-technologicznych oraz użytkowych, tworzących wartość dodaną.

Na zakończenie wszystkim, którzy w jakikolwiek sposób byli lub są zaangażowani w prace standaryzacyjne w imieniu KST serdecznie dziękuję i życzę skutecznej realizacji zamierzonych celów. Warto też pamiętać o zmianie pokoleniowej i przekazywać swoje doświadczenie i wiedzę, ponieważ są ulotne i niemierzalne. Powodzenia.



## Powstało 38 dokumentów standaryzacyjnych

**Eliza Dyakowska, sekretarz KST**

Mój udział w pracach KST – trochę się tego nazbierało przez 10 lat. Pamiętam pierwsze spotkania, kiedy dyskutowaliśmy nad opracowaniem standardów IGG na podstawie pomiarowych norm zakładowych PGNiG i udało mi się przeforsować oczywiste dzisiaj stanowisko, że jeśli są normy krajowe, to nie ma sensu opracowywać standardów np. na gazomierze. Częściej jednak mnie przekonywano, np. przy ST-IGG-2701, a szczególnie przy ST-IGG-0101, który jest wynikiem wypracowywanego przez chyba 5 lat kompromisu. Ile już gotowego materiału poszło do kosza! Ale zespołowi pod kierownictwem prof. Turkowskiego udało się opracować zupełnie nowy standard, aktualny w perspektywie nowego rozporządzenia (obecnie jest w procesie notyfikacji) ministra rozwoju w sprawie rodzajów przyrządów pomiarowych podlegających prawnej kontroli (...), które wyłącza z obowiązku legalizacji gazomierze pracujące przy ciśnieniu powyżej 4 bar.

Wiele pracy włożyliśmy także w opracowanie obecnie obowiązujących dokumentów regulujących działalność standaryzacyjną IGG – Joanna Pindelska, Małgorzata Kępka, Jacek Jaworski i ja długo dyskutowaliśmy z Anatolem Tkaczem, autorem pierwszego wydania tych dokumentów, a nie było łatwo przekonać go do zmiany stanowiska! Z mojej obecnej perspektywy, jako kierownika Sekretariatu KST, te dokumenty są naprawdę dobre, a jeśli trzeba – są udoskonalane.

W okresie 10 lat powstało 38 dokumentów standaryzacyjnych, są one wymieniane na okładce kolejnych DS. Ostatnio zostały opracowane dwa nowe standardy:

– *ST-IGG-1901:2016 Kontrola połączeń zgrzewanych doczołowo i elektrooporowo przy budowie gazociągów z polietylenu. Wymagania i zalecenia;*

– WT-IGG-2501:2016 Okresowe kontrole instalacji gazowych wewnątrz budynków/obiektów.

Przypomnę tutaj tylko niektóre obszary objęte standardami, np. ochronę gazociągów przed korozją – trudno zapomnieć burzliwe dyskusje podczas posiedzeń KST, podczas których ścierały się różne stanowiska. Niełatwe było także uzgodnienie wytycznych technicznych dotyczących przeprowadzania prób zastosowania bezsiarkowego środka nawaniającego w sieciach gazowych.

Warto odnotować, że powstało już kilka standardów odnoszących się do parametrów jakościowych gazu – a oprócz już opracowanych (o chromatografach laboratoryjnych i procesowych) w przygotowaniu są standardy dotyczące analizy zawartości siarki i dotyczące przetworników temperatury punktów rosy.

Zgodnie z „Regulaminem pracy KST IGG” dokumenty standaryzacyjne podlegają nowelizacji po co najmniej trzech latach, w praktyce często po czterech lub nawet później. Obecnie standardy dotyczące stacji gazowych i instalacji redukcji ciśnienia są na końcowym etapie nowelizacji, natomiast dotyczące nawaniania i stacji CNG – na początkowym.

W marcu br. KST zatwierdził znowelizowany standard „Połączenie PE/stal dla gazu ziemnego wraz ze stalowymi elementami do włączeń oraz elementami do przyłączeń”.

Najtrudniejsze jest uruchomienie nowego tematu prac standaryzacyjnych – nie zawsze jest tak dobrze, jak w przypadku ostatnio zgłoszonego tematu dotyczącego technologii bezwykopowych, który zainteresował różne firmy stowarzyszone w IGG.

Nie zawsze też udaje się opracowanie standardu. KST w okresie 10 lat rozpatrywał 57 propozycji opracowania konkretnych dokumentów standaryzacyjnych. Ostatecznie odstępiono od opracowania trzech, nie zostało opracowanych dziewięć, a siedem może zostanie opracowanych. Z mojego doświadczenia wynika, że rezultaty pracy poszczególnych zespołów roboczych są w każdym przypadku funkcją zaangażowania kierownika zespołu i/lub zastępcy. Zgłoszenie nowego tematu ma większe szanse, jeśli od razu zostanie wskazany kierownik zespołu.



## Tworzymy kompletne narzędzia normatywne

**Marek Fiedorowicz**

Standardy techniczne: *ST-IGG-0601 Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych – Wymagania funkcjonalne i zalecenia oraz ST-IGG-0602 Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych – Ochrona katodowa – projektowanie, budowa i użytkowanie* są pierwszymi standardami ustanowionymi przez KST IGG, odpowiednio w 2008 i 2009 r. Standardy te również jako pierwsze przeszły okresową weryfikację i nowelizację odpowiednio w 2012 i 2013 r. Pierwotnie miał być stworzony standard poświęcony zasadom projektowania, wykonania i eksploatacji automatycznych stacji ochrony katodowej, jednakże udało się uzyskać akceptację dla zmiany tego zamysłu i dla stworzenia normatywu szerszego i bardziej potrzebnego, oczywiście

z uwzględnieniem pierwotnie planowanego zakresu jako składnika nowego normatywu.

Ówczesne wymagania dotyczące ochrony przeciwkorozyjnej, dalece niepełne, rozproszone były w wielu normatywach, w tym zakładowych, i nie uwzględniały należycie wszystkich niezbędnych aspektów. Celowe było zebranie w formie branżowego aktu normatywnego całokształtu zagadnień dotyczących ochrony przeciwkorozyjnej gazociągów, z uwzględnieniem niezbędnych aspektów, specyfiki sieci gazowych, a także obecnego stanu wiedzy i bogatych doświadczeń praktycznych.

Wskazanie zagrożeń korozyjnych stalowych sieci gazowych, miejsc, w których mogą występować, adekwatnych sposobów zabezpieczeń, a przy tym uwzględnienie czynników i zagrożeń do tej pory nieuwzględnianych, osobom parającym się ochroną przeciwkorozyjną, a także odpowiedzialnym za bezpieczeństwo sieci gazowych – stanowi kompletne „narzędzie” normatywne, a przy tym swego rodzaju kompendium i użyteczny poradnik.

Podstawowe zamierzenia zostały zrealizowane. W opinii środowiska (nie tylko zajmującego się ochroną przeciwkorozyjną) są to dobre, kompletne standardy, uwzględniające aktualny stan wiedzy i przekazujące duży ładunek wiedzy praktycznej. O ile mi wiadomo, nakład sprzedaży tych standardów jest największy spośród ustanowionych przez prezesa zarządu IGG.

Wśród standardów IGG zauważalny jest brak potrzebnego standardu poświęconego ochronie przeciwkorozyjnej stacji gazowych, w tym węzłów, a także standardu dotyczącego klasyfikacji ubytków w stalowych ściankach gazociągów i adekwatnych metod naprawy. Jednokrotna weryfikacja/aktualizacja standardów to stanowczo zbyt mało.



## Wiedza i pasja

**Tadeusz Furmański**

Za bardzo trafiony i cenny uważam pomysł tworzenia dokumentów normatywnych dla gazownictwa przez ludzi z branży. Idea ta, wymyślona przez pasjonatów dla pasjonatów, wciąż ma duże szanse na sukces, dopóki codzienność nie zagłuszy pasji. Do grupy pasjonatów z pewnością zalicza się Zespół nr 11, którego miałem przyjemność być kierownikiem. To grupa wspaniałych, zaangażowanych osób, skupionych i profesjonalnych. Dzięki takim ludziom mogą powstawać dobre standardy, a wartością dodaną pracy w KST stają się związane podczas spotkań przyjaźnie. Pasję i wiedzę techniczną należy doceniać i wspierać, dlatego w dalszym procesie standaryzacji pomocne byłoby opracowanie przez IGG „formatki”, wykonanej zgodnie z wymaganiami IGG oraz zasadami normalizacji, którą my, znający się na technice, a mniej na stylistyce, wypełnimy treścią. Również spotkanie integracyjne dla członków zespołów mogłoby być dobrą formą podziękowania za pracę oraz okazją do wymiany doświadczeń i utrzymania kontaktów.



## Standardy nawaniania

**Anna Huszał**

Z ramienia Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego od 2008 roku uczestniczę w pracach standaryzacyjnych IGG jako kierownik Zespołu Robocznego nr 7. Zespół ten wypracował 4 dokumenty standaryzacyjne, swoim zakresem obejmujące zagadnienia z obszaru nawaniania paliw gazowych, począwszy od wymagań dla środków nawaniających, przez zasady bezpiecznego ich stosowania, aż po metody i sposoby prowadzenia oraz kontroli procesu nawaniania gazów ziemnych. Opracowywane przez Zespół Roboczy nr 7 dokumenty bazują na obowiązujących wcześniej w branży gazowniczej normach zakładowych PGNiG SA, które obecnie zostały wycofane ze zbioru dokumentów normalizacyjnych PGNiG SA i zastąpione adekwatnymi standardami technicznymi IGG. Prace zespołu nad przedmiotowymi standardami obejmowały zarówno uaktualnienie zapisów norm branżowych stosownie do obowiązującego otoczenia regulacyjnego, jak i rozszerzenie ich zakresu i opracowanie nowych wytycznych dla wybranych zagadnień związanych z nawanianiem gazów. Do osiągnięć zespołu zaliczyć należy uregulowanie zapisami standardów nowych obszarów problematyki nawaniania, wśród których najważniejsze to:

- ustanowienie wymagań i wytycznych dla nadzoru stanowisk analitycznych, gwarantującego odpowiednią jakość uzyskiwanych wyników pomiarów,
- rozszerzenie kontroli nad procesem nawaniania gazów o pomiary ciągłe, wykonywane przez urządzenia procesowe w warunkach obiektowych,
- ustanowienie rozszerzonych wymagań dla projektowania, budowy i eksploatacji instalacji do nawaniania paliw gazowych, ze szczególnym uwzględnieniem zasad dopuszczenia urządzeń nawaniających do eksploatacji.



## Warto było

**Joanna Pindelska**

Patrząc z perspektywy 2017 roku na 10-letnią działalność Komitetu Standardu Technicznego, można śmiało powiedzieć: WARTO BYŁO rozpocząć proces ujednoczenia technicznej strony działalności spółek gazowniczych. WARTO BYŁO stworzyć przestrzeń dla dialogu zamawiający–dostawca.

Wypracowywanie jednolitego stanowiska wśród operatorów: sieci przesyłowej, dystrybucyjnej i przedstawicieli zrzeszonych w IGG firm nie było i nie jest łatwym procesem, szybko przynoszącym rezultaty. Dla wypracowania nowych zasad, wdrożenia ich i doprowadzenia do zmiany nawyków potrzeba czasu. Cieszy więc, że mamy rezultaty, fakty bronią się same. Mamy ponad 50 ustanowionych standardów technicznych, z czego obecnie 26 jest przyjętych do stosowania w Polskiej Spółce Gazownictwa, następcy sześciu spółek dystrybucyj-

nych. Co dwa lata, podczas targów gazowniczych EXPO-GAS, organizowane są warsztaty promujące standardy techniczne i nikt już nie zastanawia się, jaką rolę odgrywają, przyczyniając się do podniesienia jakości działań na sieci gazowej, mimo pozostawienia dobrowolnego statusu ich stosowania, a nawyk współpracy między operatorami i firmami zrzeszonymi w IGG jest już trwały.

Miałam przyjemność być w gronie członków tworzących pierwszy KST, a także w gronie pierwszych kierowników – jako odpowiedzialna za Zespół Roboczy nr 3 ds. prób ciśnieniowych dla gazociągów polietylenowych. Tematem tym zainteresował KST krakowski Instytut Nafty i Gazu. Nasz zespół wyróżniało to, iż rezultaty prac były pochodną badań laboratoryjnych, które w kolejnym etapie były weryfikowane na modelu rzeczywistym, czyli na zadaniach inwestycyjnych w sześciu spółkach dystrybucyjnych, z wykorzystaniem prototypowego urządzenia do prób ciśnieniowych. W ostatnim etapie, przy opracowywaniu standardu technicznego dla MOP>0,5 MPa, korzystaliśmy z doświadczeń i regulacji niemieckich. To był trudny projekt, ale czas jego realizacji – z różnorodnym zespołem przedstawicieli spółek dystrybucyjnych, ekspertów z INiG, Politechniki Śląskiej i przedstawicieli operatora niemieckiego – wspominam bardzo ciepło. To dało szansę na wypracowanie nowego podejścia do prób ciśnieniowych gazociągów z PE, z uwzględnieniem zjawiska pełzania rur z PE, a także na skrócenie czasu wykonywania prób ciśnieniowych gazociągów z PE w zależności od objętości geometrycznej i od klasy urządzeń pomiarowych.



## Cenny czas pro publico bono

**Maciej Witek**

Komitet Standardu Technicznego jest współtworzony przez specjalistów krajowej branży gazowniczej, którzy przede wszystkim są inżynierami. W jego skład wchodzi eksperci z najważniejszych dziedzin gazownictwa, co sprawia, że poprzez merytoryczną dyskusję prezentowane jest bardzo szerokie spojrzenie na każde zagadnienie, a tworzone standardy są przygotowywane z najwyższą starannością. Należy zwrócić uwagę na to, iż członkowie KST poświęcają społecznie swój czas i są skłonni do dzielenia się wiedzą i doświadczeniami dla rozwoju branży gazowniczej. Warto podkreślić również, jak bardzo efektywny jest KST. Do dziś owocem jego pracy jest prawie 40 standardów technicznych i wytycznych technicznych, które na bieżąco są aktualizowane, aby sprostać wszystkim nowym wymaganiom i innowacjom branży gazowniczej. Obecnie na ostatnim etapie nowelizacji znajdują się zmiany do standardów technicznych ST-IGG-0501, ST-IGG-0502, ST-IGG-0503, dotyczących stacji gazowych oraz instalacji redukcji ciśnienia gazu, które wraz z zespołem współpracowników przygotowywałem w latach 2009–2011. Bardzo istotny wkład w tworzenie standardów technicznych Izby Gospodarczej Gazownictwa ma Anatol Tkacz, któremu z tego tytułu serdecznie dziękuję.



## Chwalebna misja

**Daniel Zwolski**

Wiadomość, że została mi powierzona funkcja kierownika Zespołu Roboczego nr 10 była dla mnie zaskoczeniem, a zarazem wyróżnieniem. Jej przyjęcie wiązało się z dużymi wyzwaniami związanymi z kierowaniem zespołem osób z różnych organizacji powiązanych z branżą gazowniczą. W trakcie prac nad standardami zmieniało się otoczenie prawne (rozporządzenia, normy), dokonał się postęp techniczny i materiałowy, który należało uwzględnić w treści standardów. Zmieniał się, choć właściwym słowem powinno być „zmniejszał się” również skład zespołu – do osób zaangażowanych w pracę nad standardami. Biorąc powyższe pod uwagę, można stwierdzić, że głównym sukcesem zespołu, poza opracowaniem standardów, było poznanie przedstawicieli wielu firm, którzy chętnie dzielili się swoim doświadczeniem i wiedzą, co zaowocowało miłą i konstruktywną atmosferą pracy, a w konsekwencji prowadziło do powstania relacji koleżeńskich.

Największym sukcesem KST IGG niewątpliwie jest opracowanie wielu standardów technicznych IGG, tworzonych przez osoby bezpośrednio związane z branżą gazowniczą, które swoim zakresem obejmują i normalizują znaczną część jej funkcjonowania. Biorąc pod uwagę obecny dorobek KST IGG, uważam, iż misja i cel KST są adekwatne do otoczenia i warunków panujących w branży gazowniczej.



## Propozycje do rozważenia

**Tadeusz Podziemski**

Z doświadczeń wynikających z mojego – mniemam nieskromnie, że twórczego – udziału w pracach KST (uczestniczyłem przy opracowywaniu

pięciu standardów technicznych: ST-IGG-0401, ST-IGG-1201, ST-IGG-1202, ST-IGG-2601, ST-IGG-2602, przy trzech z nich (ST-IGG-0401, ST-IGG-2601, ST-IGG-2602) byłem kierownikiem zespołów roboczych), sądzę, że dla poprawy jakości i efektywności ich tworzenia można byłoby:

- ograniczyć liczbę członków zespołów roboczych KST do 3–5 osób, dobierając je przy udziale kierownika zespołu *in spe*,
- zapewnić pożądaną reprezentatywność członków IGG przy tworzeniu standardu na etapie obowiązkowego konsultowania opracowanego projektu ST wprost z dyrektorami/dyrektorami technicznymi firm członków IGG lub z wyznaczonymi przez nich imiennie do tego celu reprezentantami firm. Czas konsultacji mógłby być wówczas zwiększony z jednego do np. dwóch miesięcy,
- przenieść czas zgłaszania ewentualnych uwag, opinii czy propozycji rozwiązań przez każdego członka KST, z końcowego dotychczas posiedzenia przyjmującego ST, na drugi, np. miesięczny etap konsultacji, tzn. już po wprowadzeniu po pierwszym etapie konsultacji przez zespół roboczy stosownych korekt do projektu ST. Zachowana zostanie wówczas stosowna rozważa i tym samym poprawiona merytoryczność zgłaszanych uwag. Łatwiejsze będzie też utrzymanie logicznej spójności ST dzięki ograniczeniu wpływu na treść ST czynników emocjonalnych, niesprzyjających spokojnemu namysłowi, wynikających choćby z presji czasowej jednodniowego posiedzenia KST, zatwierdzającego standard. Przeniesienie uprawnień KST do rozważnego wpływania na meritum ST do drugiego etapu konsultacji – moim zdaniem – spowodowałoby, że końcowe, zatwierdzające posiedzenie KST miałyby wówczas przede wszystkim ważny, ale i przyjazny charakter sprawozdawczy, formalny i decyzyjny.

Ale to tylko moje, jako się rzekło, propozycje do rozważenia.

Jubileusz X-lecia to jednak również okazja do podziękowania członkom zespołów roboczych (nie miejsce tu, bym wymienił ich wszystkich lub tylko kogoś wyróżnił), z którymi miałem przyjemność twórczo współpracować przy pięciu standardach. Współpraca okazała się na tyle efektywna, że uzyskała akceptację KST i wszystkie te standardy zostały ustanowione przez prezesa zarządu IGG, co uważam za nasz wspólny sukces.

### Z prac Komitetu Standardu Technicznego

7 marca 2017 r. odbyło się XXXVIII Plenum Posiedzenie KST Izby Gospodarczej Gazownictwa. Podczas posiedzenia podjęto następujące uchwały:

- uchwałę nr 147/III/2017 w sprawie zatwierdzenia znowelizowanego przez ZR nr 11 Standardu Technicznego ST-IGG-1101:2017 Połączenie PE/stal dla gazu ziemnego wraz ze stalowymi elementami do włączni oraz elementami do przyłączy,
- uchwałę nr 151/III/2017 w sprawie zmian w regulaminie pracy KST IGG i dokumencie Standaryzacja Techniczna IGG oraz wnioskowania do Zarządu IGG o wprowadzenie zmian,
- uchwałę nr 152/III/2017 w sprawie powołania Wojciecha Kietlińskiego z PSG sp. z o.o. na trzeciego wiceprzewodniczącego KST.

KST zaakceptował dwa nowe tematy prac standaryzacyjnych, dotyczące technologii bezwykopowych oraz pomiarów temperatury punktów rosy. Przyjęto „Sprawozdanie z działalności KST w latach 2015–2016” oraz informację o aktualnym stanie prac w poszczególnych zespołach roboczych. Komunikatami IGG zaproszono zainteresowane firmy członkowskie IGG do zgłaszania propozycji zmian do podlegających nowelizacji standardów:

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

- ST-IGG-0703:2012 Nawanianie paliw gazowych. Instalacje do nawaniania gazu ziemnego;
  - ST-IGG-0704:2014 Nawanianie paliw gazowych. Kontrola nawaniania paliw gazowych metodami odorymetrycznymi;
  - ST-IGG-0705:2012 Nawanianie paliw gazowych. Metody oznaczania zawartości tetrahydrotofenu (THT);
  - ST-IGG-1601:2012 Projektowanie, budowa i użytkowanie stacji CNG. Wymagania i zalecenia;
  - ST-IGG-1602:2012 Urządzenia do tankowania pojazdów zasilanych sprężonym gazem ziemnym CNG do ciśnień tankowania poniżej 20 MPa.
- W połowie marca odbyła się konferencja uzgodnieniowa, w trakcie której ustalono ostateczną treść trzech znowelizowanych projektów standardów technicznych:
- prST-IGG-0501:2016 Stacje gazowe w przesyłce i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania,
  - prST-IGG-0502:2016 Zespoły gazowe na przyłączy. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania,
  - prST-IGG-0503:2016 Stacje gazowe w przesyłce i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie. Wymagania w zakresie obsługi.

# Działalność normalizacyjna w GK PGNiG

Ewa Soroko

Normalizacja techniczna ma na celu uzyskanie optymalnego stopnia uporządkowania techniki i technologii w określonej dziedzinie. Opracowanie i stosowanie jednolitych rozwiązań technicznych w danej branży ma wpływ na bezpieczeństwo systemu, jego funkcjonalność i użyteczność, zapewnia również odpowiednią jakość stosowanych wyrobów, obniża koszty realizacji i eksploatacji obiektów. Dotyczy to również sektora gazowniczego i górniczego w GK PGNiG.

**P**rowadzenie i koordynowanie zagadnień związanych z działalnością normalizacyjną dla potrzeb GK PGNiG odbywa się na szczeblu krajowym, branżowym i zakładowym.

Działalność normalizacyjna jest prowadzona w Grupie Kapitałowej PGNiG zgodnie z instrukcją dotyczącą zasad organizacji i prowadzenia działalności normalizacyjnej w GK PGNiG, wprowadzoną zarządzeniem prezesa nr 3/2015 z 9.01.2015 r.

Podstawą do prowadzenia wspólnej działalności normalizacyjnej w spółkach GK PGNiG jest „Porozumienie w sprawie zasad współpracy PGNiG ze spółkami GK PGNiG” przyjęte uchwałą Zarządu PGNiG nr 12/2010 z 18.01.2011 r.

## DZIAŁALNOŚĆ NA SZCZEBLU BRANŻOWYM

GK PGNiG realizuje działalność normalizacyjną na szczeblu branżowym w ramach prac Komitetu Standardu Technicznego Izby Gospodarczej Gazownictwa (IGG) i jego zespołów roboczych.

Przedstawiciele GK PGNiG poprzez swoje członkostwo w Komitecie Standardu Technicznego oraz w zespołach roboczych tego komitetu biorą aktywny udział w planowaniu tematyki i tworzeniu standardów technicznych IGG.

## DZIAŁALNOŚĆ NA SZCZEBLU ZAKŁADOWYM

GK PGNiG realizuje działalność normalizacyjną na szczeblu zakładowym w ramach prac Międzyzakładowej Komisji Normalizacyjnej (MKN) GK PGNiG, w skład której wchodzi przedstawiciele Grupy Kapitałowej (spółek, centrali i oddziałów).

Prace komisji obejmują dwa podstawowe kierunki działalności:

- implementację do zbioru zakładowych dokumentów normalizacyjnych PGNiG SA standardów IGG wraz z zaleceniami wewnętrznymi do tych standardów, opracowanymi przez MKN,
- inicjowanie i opracowywanie zakładowych dokumentów normalizacyjnych, w tym norm zakładowych w obszarze nieobjętym tematyką standardów technicznych IGG.

MKN w ostatnim czasie opracowała dwie normy zakładowe: ZN-G-7001:2015 Urządzenia przesyłowe – Pasy eksploatacyjne – Wymagania ogólne dotyczące wyznaczania szerokości pasa eksploatacyjnego oraz ZN-G-7002:2016 Urządzenia przesyłowe – Linie światłowodowe – Wymagania ogólne dotyczące budowy infrastruktury skojarzonej w zakresie linii światłowodowych. MKN zakończyła też prace związane z opracowaniem serii norm z zakresu LNG: ZN-G-2100 LNG – Terminologia, ZN-G-2300-1 LNG – Stacje regazyfikacji LNG – Część 1: Wymagania ogólne, ZN-G-2300-2 LNG – Stacje regazyfikacji LNG Część 2: Wymagania dotyczące bezpieczeństwa, ZN-G-2300-3 LNG – Stacje regazyfikacji LNG – Część 3: Wymagania dotyczące projektowania, ZN-G-2300-4 LNG – Stacje regazyfikacji LNG – Część 4: Wymagania ogólne dotyczące warunków technicznych wykonania i odbioru, ZN-G-2300-5 LNG – Stacje regazyfikacji LNG – Wymagania dotyczące eksploatacji, ZN-G-2200 Instalacje technologiczne – Zbiorniki procesowe LNG – Informacje ogólne. W tym roku planowane jest również zakończenie prac nad opracowaniem normy ZN-G-8001 Spawalnictwo – Spawanie gazociągów stalowych.

MKN, odpowiadając na sygnały z oddziałów i spółek GK PGNiG o potrzebie objęcia pracami normalizacyjnymi zagadnień związanych z ochroną katodową instalacji podziemnych na terenach górniczych, podjęła pracę w tym zakresie przez powołanie Grupy Roboczej,

**236**

Polskich Norm  
zostało  
zatwierdzonych  
w ramach  
KT nr 277.

w skład której weszli przedstawiciele ww. jednostek organizacyjnych.

## DZIAŁALNOŚĆ NA SZCZEBLU KRAJOWYM

Działalność na szczeblu krajowym prowadzona zarówno w sektorze gazowniczym, jak i w sektorze górnictwa naftowego realizowana jest poprzez komitety techniczne (KT) Polskiego Komitetu Normalizacyjnego (PKN) nr 277 ds. Gazownictwa oraz nr 31 ds. Górnictwa Nafty i Gazu.

Realizacja ponad 25-letniej działalności normalizacyjnej w komitetach odbywa się poprzez aktywny udział przedstawicieli GK PGNiG w procesie opiniowania projektów norm europejskich, programowania prac normalizacyjnych, opracowywania Polskich Norm oraz nadzorowania ich aktualności.

W ramach KT nr 31 wdrożono wszystkie ważne normy wywodzące się ze standardów Amerykańskiego Instytutu Naftowego (API), które są wymagane i stosowane w światowym górnictwie naftowym. Dotyczą one m.in. elementów zabudowy odwiertów ropno-gazowych, rur okładzinowych i wydobywczych, głowic eksploatacyjnych, urządzeń wiertniczych morskich i lądowych, osprzętu niezbędnego do eksploatacji złóż węglowodorów, materiałów niezbędnych do produkcji sprzętu i urządzeń wiertniczych, jak również podstawowych zasad projektowania i budowy podziemnych magazynów gazu w różnych uwarunkowaniach geologicznych. Do dziś w ramach KT nr 31 zostały przetłumaczone i zatwierdzone 154 Polskie Normy.

Ze względu na szeroki zakres tematyczny KT nr 277 prowadzi prace normalizacyjne w obszarach:

- pomiarów i oceny jakości paliw gazowych,
- dystrybucji paliw gazowych,
- użytkowania gazu,
- przesyłu paliwa gazowego.

Do dziś w ramach prac KT nr 277 przetłumaczono i zatwierdzone 236 Polskich Norm.

## INNE DZIAŁANIA W OBSZARZE NORMALIZACJI

Za pośrednictwem Polskiego Komitetu Normalizacyjnego opracowano i wdrożono system korzystania z zasobów zbioru Polskich Norm najczęściej stosowanych w gazownictwie i górnictwie naftowym w formie elektronicznej. E-dostęp do Polskich Norm na serwerze PKN zapewnia korzystanie w sposób ciągły z aktualizowanego on-line zbioru Polskich Norm. Aktualny zbiór PN-EN liczy około 1020 norm.

W ramach prac MKN prowadzony jest słownik gazowniczych terminów i definicji zastosowanych w standardach technicznych IGG i normach zakładowych, zatwierdzanych do stosowania przez Zarząd PGNiG. Słownik ten jest na bieżąco aktualizowany i uzupełniany o terminy i definicje pojawiające się wraz z nowo opracowywanymi normami i standardami. Słownik ten w przyszłości może stanowić bazę do opracowania normy zakładowej terminologicznej, która umożliwi zachowanie jednolitej terminologii w branży.

Dla osób zaangażowanych w system normalizacji w intranecie PGNiG Info oraz na stronie www została stworzona zakładka pod nazwą Normalizacja, w której zawarto zbiór informacji o działaniach normalizacyjnych w GK PGNiG, w tym wykaz wewnętrznych dokumentów normalizacyjnych obowiązujących oraz norm zakładowych wycofanych ze stosowania.

## DZIAŁALNOŚĆ NA SZCZEBLU EUROPEJSKIM I MIĘDZYNARODOWYM – PLANY NA PRZYSZŁOŚĆ

Bieżąca działalność normalizacyjna na szczeblu europejskim i międzynarodowym w sektorze gazownictwa i górnictwa nafty i gazu polega na opiniowaniu norm europejskich i międzynarodowych oraz głosowaniu nad ich zatwierdzeniem odpowiednio w Europejskim Komitecie Normalizacyjnym (CEN) lub Międzynarodowej Organizacji Normalizacyjnej (ISO), co stanowi ostatni etap opracowywania tych norm. Planujemy realizować tę działalność w szerszym zakresie – poprzez aktywny udział przedstawicieli GK PGNiG w charakterze eksper-

tów na początkowym etapie tworzenia ww. norm w ramach prac komitetów technicznych CEN i ISO.

Angażując się w prace komitetów technicznych na szczeblu europejskim i międzynarodowym nasi eksperci mają możliwość wpływania na treść projektów norm europejskich i międzynarodowych, które są jednocześnie projektami przyszłej Polskiej Normy na każdym etapie ich powstawania.

Dodatkowo eksperci zyskują dostęp do najnowszej wiedzy w branży i dowiedzą się o innowacyjnych rozwiązaniach i postępach w technologii, a także pojawiających się trendach i zmieniających się potrzebach rynku.

**Autorka jest kierownikiem Działu Normalizacji PGNiG SA.**

**154**  
Polskie Normy  
zostały  
zatwierdzone  
w ramach KT nr 31.



**E-dostęp**  
do Polskich Norm  
zapewni korzystanie  
z aktualizowanego  
on-line zbioru norm.

# Aktywna współpraca z samorządami w sprawie gazyfikacji nowych gmin

## Wioletta Czemiel-Grzybowska

Zgodnie z nową strategią Polska Spółka Gazownictwa stawia na intensywną współpracę z samorządami w celu gazyfikowania nowych gmin, likwidacji tzw. białych plam na mapie gazownictwa oraz wyrównywania w ten sposób regionalnych różnic cywilizacyjnych.

**D**latego jednym ze strategicznych projektów, realizowanych w 2016 roku, był projekt „Przygotowanie rozbudowy sieci dystrybucyjnej na obszarze północno-wschodniej Polski”. Zrealizowany został przez Oddział PSG w okresie 1.09.–9.12.2016 r. Kierownikiem projektu była Wioletta Czemiel-Grzybowska, dyrektor warszawskiego oddziału. Celem projektu było przygotowanie obszaru północno-wschodniej Polski pod rozbudowę sieci dystrybucyjnej i likwidacja ograniczeń w przyłączaniu nowych odbiorców. Jest to obszar, który ze względu na ograniczenia przesyłowe obecnie ma podpisanych około 30 umów na dostarczenie paliwa gazowego na zasadach przerywanych.

Projekt przewidywał zbadanie potencjału gmin niezgazyfikowanych, zainteresowanych współpracą w zakresie gazyfikacji swojego terenu. Nawiązanie współpracy z gminami miało wieloetapowy charakter. Rozpoczęła się od spotkań przedstawicieli PSG z samorządowcami województw podlaskiego, warmińsko-mazurskiego i mazowieckiego, które były współorganizowane przez wojewodów – reprezentantów rządu w terenie. Następnie z zainteresowanymi współpracą gminami podpisywano listy intencyjne, których zapisy usprawniają realizację działań związanych z gazyfikacją obszaru. Gminy poproszone były o weryfikację lub identyfikację przekazanych przez PSG list podmiotów gospodarczych z terenu danej gminy, na podstawie których dokonywana była wstępna analiza ekonomiczna. Pozwalała ona określić, czy inwestycja spełnia obowiązujące w spółce kryteria ekonomiczne i techniczne.

Projektem objęto trzy województwa: podlaskie, wschodnią część warmińsko-mazurskiego i północną

część mazowieckiego. Z obszarów tych na cykl spotkań w sprawie gazyfikacji zaproszono 243 gminy. 136 wzięło w nich udział, co stanowi 56% zaproszonych. W sumie zorganizowano pięć spotkań zbiorowych z przedstawicielami władz gmin w siedzibach urzędów wojewódzkich. Oprócz samorządowców w spotkaniach udział wzięli lokalni przedsiębiorcy i parlamentarzyści. Polską Spółkę Gazownictwa reprezentowali Tomasz Blacharski, członek zarządu spółki, oraz Wioletta Czemiel-Grzybowska, dyrektor Oddziału Zakładu Gazowniczego w Warszawie, a także dyrektorzy poszczególnych zakładów oraz kierownicy działów z obszaru obsługi klienta. Przygotowany przez spółkę materiał obejmował 4 moduły tematyczne:

- 1) prezentację Polskiej Spółki Gazownictwa,
- 2) omówienie listu intencyjnego, dotyczącego współpracy Polskiej Spółki Gazownictwa z gminami,
- 3) przedstawienie możliwości kierunków i metod zmierzających do rozwoju gazyfikacji gmin poprzez omówienie:
  - pierwszych wybranych do gazyfikacji perspektywicznych gmin,
  - celu gazyfikacji, którym jest zapewnienie ekologicznego i wygodnego paliwa dla klientów indywidualnych, wzmocnienie efektywności procesów produkcyjnych u klientów instytucjonalnych, poprawa jakości życia i środowiska, poprawa atrakcyjności inwestycyjnej i turystycznej zgazyfikowanych gmin,
  - istniejącej i planowanej infrastruktury technicznej oraz perspektyw jej rozwoju,
  - możliwości zasilenia w paliwo gazowe oraz perspektyw czasowych realizacji inwestycji,
- 4) przedstawienie procesu przyłączenia do sieci gazowej, omówienie celu i zakresu dokumentów niezbędnych dla realizacji inwestycji.

Bezpośrednim efektem spotkań były podpisane przez przedstawicieli gmin listy intencyjne. W przypadku gmin, które nie uczestniczyły w spotkaniu mimo zaproszenia, organizowane były spotkania indywidualne, podobnie jak z przedstawicielami gmin, które w określonym czasie nie podpisały listów intencyjnych. Do końca 2016 roku efektem spotkań zbiorowych i indywidualnych było 151 podpisanych listów intencyjnych.



Równocześnie 64 gminy aktywnie wsparły PSG przy identyfikacji podmiotów, które mogą stanowić „lokomotywy” rozwoju sieci gazowej na obszarze gminy, zwłaszcza tzw. gazyfikacji wyspowej, wykorzystującej stacje regazyfikacji skroplonego gazu LNG. Z przekazanych ankiet technicznych szacowany poziom potencjału konsumpcyjnego na terenie objętym projektem wynosi ponad 52 mln m<sup>3</sup>/rok, przy czym zidentyfikowano 213 podmiotów potencjalnych „lokomotyw” gazyfikacji (tj. moc przyłączeniowa powyżej 10 m<sup>3</sup>/h). Na podstawie ankiet technicznych można było poddać analizie ekonomicznej potencjał gminy i dokonać oceny opłacalności inwestycji. Możliwości gazyfikacji gmin z wykorzystaniem źródła zasilania rozpatrywane były w kontekście:

- 1) istniejącej sieci,
- 2) planowanego przebiegu gazociągu Polska–Litwa,
- 3) pregazyfikacji przy wykorzystaniu technologii LNG.

Biorąc pod uwagę powyższe oraz uzyskane informacje z oficjalnych komunikatów OGP GAZ–SYSTEM o wystąpieniu problemów technicznych, które mogą wpłynąć na termin uruchomienia i zmianę trasy gazociągu Polska–Litwa, najszybszą formą doprowadzenia gazu do gmin niezgazyfikowanych byłaby gazyfikacja poprzez budowę stacji LNG. Ten rodzaj gazyfikacji umożliwi w przyszłości zmianę

Uwzględniając powyższe warianty, Zarządowi PSG zarekomendowano gazyfikację 26 gmin, w tym:

- 6 gmin miejskich,
- 9 gmin wiejsko-miejskich,
- 11 gmin wiejskich.

W wyniku prowadzonych działań w trakcie realizacji projektu 7 zadań inwestycyjnych, związanych z gazyfikacją gmin w oparciu o stacje LNG z obszaru objętego projektem zakwalifikowało się do Planu Inwestycyjnego PSG na lata 2017–2019.

Efektem końcowym projektu jest mapa aktywnych gmin oraz opracowane mapy gazyfikacji zainteresowanych gazyfikacją, z uwzględnieniem ekonomicznych uwarunkowań dla poszczególnych obszarów. Projekt zakładał również badanie satysfakcji klientów.

Ze względu na planowany czas realizacji i zasięg terytorialny projektu powołany Zespół Projektowy składał się z 13 członków, wspieranych przez 29 pracowników PSG. W okresie od 01.09. do 09.12.2016 r. wspólnie wypracowano 3092 roboczogodziny w celu realizacji zadań zawartych w harmonogramie projektu.

**Autorka jest dyrektorem Oddziału Zakładu Gazowniczego w Warszawie.**

## PSG wspiera szkoły gazownicze

W bieżącym roku Zarząd PSG, zwracając uwagę na konieczność kształcenia na potrzeby spółki młodych kadr w kierunkach związanych z gazownictwem, podpisał listy intencyjne o współpracy z czterema szkołami ponadgimnazjalnymi w Polsce. Trzy szkoły – w Kościanie, Krośnie i Łodzi – już od kilku lat kształcą młodzież w kierunku technik gazownictwa. W Żorach taka klasa zostanie otwarta od nowego roku szkolnego 2017/2018. Umowy ze szkołami, doprecyzowujące formy współpracy, zostaną podpisane w najbliższym czasie.

Zgodnie z kalendarzem szkolnym, rozpoczyna się już czas rekrutacji młodzieży. W związku z tym 11 marca 2017 roku



odbyły się „drzwi otwarte” w Zespole Szkół Ponadgimnazjalnych im. F. Ratajczaka w Kościanie. Młodzież, ucząca się w już teraz w klasach gazowniczych, przygotowała stoisko i zachęcała przyszłych kolegów, którzy chcieli zapoznać się ze szkołą, do rozpoczęcia nauki w tym kierunku. Opowiedzieli o tym, czego i jak się uczą na zajęciach praktycznych w warsztacie szkolnym oraz o certyfikatach, które zdobywają w trakcie nauki. Towarzyszył im między innymi Roman Gątownski, nauczyciel praktycznej nauki zawodu, obecnie emerytowany, wieloletni pracownik gazowni w Lesznie.

Stoisko klasy było firmowane również przez PSG, która jako partner szkoły będzie angażować się w wyposażenie warsztatów szkolnych oraz w organizację w gazowniach praktyk zgodnie z programem edukacji.

# Stacja regazyfikacji LNG w 12 godzin

Polska Spółka Gazownictwa w niespełna 12 godzin zbudowała stację regazyfikacji gazu LNG w podkrakowskich Pychowicach.

Z stacji tej została zasilona w gaz sieć w Tyńcu, tak aby podnieść w niej ciśnienie i tym samym umożliwić dostawy gazu do odbiorców z tego podkrakowskiego osiedla.

W sobotę, 7 stycznia, w związku z dużym spadkiem temperatury i zwiększonym poborem gazu w sieci doprowadzającej to paliwo do Tyńca znacznie spadło ciśnienie, w związku z czym urządzenia odcięły dopływ gazu do odbiorców indywidualnych. Około 2000 odbiorców nie mogło korzystać z ogrzewania i innych urządzeń zasilanych gazem ziemnym. Polska Spółka Gazownictwa natychmiast podjęła wszelkie możliwe



działania, aby jak najszybciej przywrócić regularne dostawy gazu. W tym celu na miejsce ściągnięto najpierw cysternę z gazem CNG, a następnie sprowadzono zapasy skroplonego gazu LNG oraz parownicę, dzięki którym zasilono stałą sieć i podniesiono ciśnienie do wymaganego poziomu. W niedzielę, 8 grudnia, we wczesnych



godzinach popołudniowych rozpoczęto przywracanie dostaw do mieszkańców Tyńca, którzy mogli już ponownie korzystać z ogrzewania. Wszystko udało się zrealizować o kilka godzin szybciej, niż początkowo zakładano, co miało istotne znaczenie ze względu na drastycznie niskie temperatury. Zbudowaną w ekspresowym tempie stację regazyfikacji gazu LNG pozostawiono na miejscu jako dodatkowe zabezpieczenie ciągłości dostaw gazu.

(A.M.)

# Inwestycje rozwojowe i modernizacyjne w 2016 roku

**Artur Michniewicz**

Strategia Polskiej Spółki Gazownictwa na lata 2016–2022, przyjęta w czerwcu ubiegłego roku, zakłada zwiększenie wolumenu dystrybuowanego gazu, liczby nowych odbiorców oraz wzrost gazyfikacji gmin w Polsce. W 2016 roku Polska Spółka Gazownictwa tylko na inwestycje związane z realizacją powyższych celów w zakresie nowych inwestycji i modernizacji przeznaczyła 950 mln PLN.

**W**szystkie decyzje o uruchomieniu zadań inwestycyjnych poprzedzone były analizami efektywności ekonomicznej zgodnie z procedurami obowiązującymi w tym zakresie w GK PGNiG oraz zgodnie z wytycznymi URE.

Dzięki podniesieniu efektywności realizacji zadań inwestycyjnych zaplanowany zakres rzeczowy inwestycji rozwojowych i modernizacyjnych zrealizowano za mniejsze środki.

Ubiegły rok to dla PSG czas nowych projektów i zintensyfikowanych działań inwestycyjnych w zakresie rozwoju rynku dystrybucji gazu. W wyniku spotkań z przedstawicielami gmin Polska Spółka Gazownictwa podpisała 150 listów intencyjnych dotyczących gazyfikacji gmin oraz wydała 125 598 warunków przyłączeniowych (o 17% więcej niż w 2015 roku). W całym 2016 roku zgazyfikowano 14 nowych gmin i wybudowano 67 180 przyłączy (o 60,3% więcej niż w 2015 roku) o łącznej długości 622 km.

Ponadto wybudowano:

- 5 stacji redukcyjno-pomiarowych I stopnia,
- 69 stacji redukcyjno-pomiarowych II stopnia.

Łączna długość wybudowanych przez PSG w 2016 roku nowych gazociągów to 2348 km, z czego: wysokoprężnych 83 km, średnioprężnych 2117 km, natomiast niskoprężnych 148 km.

Równocześnie, w 2016 roku PSG zrealizowała następujące zadania:

- zmodernizowano 64 stacje redukcyjno-pomiarowe I stopnia,
- zmodernizowano 137 stacje redukcyjno-pomiarowe II stopnia.

Łączna długość zmodernizowanych przyłączy wynosi 156 km.

Łączna długość zmodernizowanych gazociągów wyniosła 530 km, z czego: wysokoprężnych 13 km, średnioprężnych 346 km, a niskoprężnych 171 km.

Na podkreślenie zasługuje również znaczący wzrost wolumenu dystrybucji gazu do 10,8 mld m<sup>3</sup>. Jest to wzrost o 10,5% w stosunku do 2015 roku.

Strategia Polskiej Spółki Gazownictwa w perspektywie rozwoju zakłada do 2022 roku gazyfikację 74 nowych gmin i budowę 350 600 nowych przyłączy oraz skumulowany wolumen dystrybuowanego gazu w latach 2016–2022 na poziomie 79,06 mld m<sup>3</sup> gazu.

## POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA I GAZ-SYSTEM PORZĄDKUJĄ SYSTEM GAZOWNICZY

Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów po przeprowadzeniu – na wniosek Polskiej Spółki Gazownictwa – postępowania antymonopolowego wydał zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na zakupie przez PSG części mienia należącego do Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM. Tym samym obie spółki dostały zgodę na rozpoczęcie regulowania statusu sieci gazowych w Polsce.

Działania zmierzające do uporządkowania infrastruktury systemów przesyłowego i dystrybucyjnego w Polsce zarządy Polskiej Spółki Gazownictwa oraz Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM podjęły już w ubiegłym roku. List intencyjny w tej sprawie został podpisany przez obie spółki 30 listopada 2016 roku. Wcześniej – 29 czerwca 2016 roku – spółki podpisały memorandum w sprawie oceny możliwości przejęcia obiektów systemowych.

W dokumencie obie firmy zadeklarowały współpracę w zakresie przeglądu infrastruktury gazowej pod kątem funkcji przesyłowych i dystrybucyjnych. Określiły również ramy przyszłych transakcji.

W pierwszym etapie projektu PSG ma kupić od GAZ-SYSTEM wybrane segmenty systemu przesyłowego oraz stacje gazowe. Dokonana zostanie także analiza elementów infrastruktury, które GAZ-SYSTEM zakupi od PSG. Zgodnie z założeniami, sieci dystrybucyjne staną się własnością PSG, natomiast GAZ-SYSTEM będzie zarządzać wyłącznie sieciami przesyłowymi. To kluczowa decyzja dla całego sektora gazowego w Polsce.

# Miliard z UE na nowe gazociągi przesyłowe

Anna Matuszewska, Joanna Zyśk, Adam Strzymiński

GAZ–SYSTEM od wielu lat pozyskuje środki z funduszy europejskich. Dzięki nim powstały setki kilometrów nowych gazociągów wysokiego ciśnienia. Budowa kolejnych, dzięki środkom z UE, trwa lub rozpocznie się w najbliższym czasie.

GAZ–SYSTEM realizuje inwestycje za pomocą dwóch instrumentów finansowych: „Łącząc Europę” (CEF) oraz Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POIiŚ).

## INSTRUMENT „ŁĄCZĄC EUROPE”

Czym jest CEF?

Instrument został utworzony przez Komisję Europejską (KE) w 2013 r. dla sektorów: energetycznego, transportowego i telekomunikacyjnego. Ma służyć rozwojowi nowoczesnych i wydajnych sieci transeuropejskich.

Projekt ubiegający się o wsparcie CEF musi uzyskać status projektu wspólnego zainteresowania (*Project of Common Interest, PCI*). Wszystkie projekty PCI znajdują się na unijnej liście przyjętej przez Komisję Europejską. Obejmuje ona linie energetyczne, gazociągi przesyłowe, ropociągi, projekty magazynowania energii elektrycznej, podziemne magazyny gazu, terminale LNG i sieci inteligentne.

### CEF w sektorze energetycznym

Rozbudowa sieci energetycznych dofinansowana z CEF ma skutkować dalszą integracją wewnętrznego rynku energii, zakończeniem izolacji energetycznej (tzw. wyspy energetyczne), wyeliminowaniem „wąskich

gardel” oraz wzrostem bezpieczeństwa dostaw. Komisja Europejska szacuje, że modernizacja istniejącej oraz rozwój nowej infrastruktury o znaczeniu europejskim będzie wymagać inwestycji na poziomie 140 mld euro w przypadku sektora energii elektrycznej i przynajmniej 70 mld euro dla sektora gazu. Z kwoty 27,4 mld euro, którą dysponuje INEA (Agencja Wykonawcza ds. Innowacji i Sieci) w ramach CEF, 4,7 mld euro zostanie przeznaczone na wsparcie inwestycji w infrastrukturę energetyczną w latach 2014–2020.

Projekty GAZ–SYSTEM dofinansowane w ramach instrumentu CEF to następujące połączenia:

- Polska–Dania – studium wykonalności;
- Polska–Czechy (gazociąg Kędzierzyn-Koźle–granica państwa oraz tłocznia w Kędzierzynie-Koźlu) – prace projektowe i dokumentacje;
- Polska–Słowacja (gazociąg Strachocina–granica państwa oraz tłocznia w Strachocinie) – prace projektowe i dokumentacje, prace budowlane;
- Polska–Litwa (gazociąg Hołowczyce–granica państwa oraz tłocznia w Gustorzynie) – prace projektowe i dokumentacje, prace budowlane.

GAZ–SYSTEM podpisał dotychczas umowy grantowe przyznające spółce oraz partnerom zagranicznym dofinansowanie o łącznej wartości ponad 336 mln euro. Jednocześnie prowadzone są działania zmierzające do pozyskania dofinansowania z CEF dla kolejnych etapów realizowanych projektów międzynarodowych.

## POIiŚ

Jest to największy z przyjętych przez KE programów operacyjnych w perspektywie finansowej 2014–2020.

Główny cel POIiŚ to wsparcie gospodarki efektywnie korzystającej z zasobów, przyjaznej środowisku oraz sprzyjającej spójności terytorialnej i społecznej. Jest on ściśle powiązany z założeniami Strategii Europa 2020.

Wsparcie dla gazownictwa możliwe jest w zakresie:

- 1) budowy, rozbudowy i unowocześnienia infrastruktury przesyłowej, dystrybucyjnej i magazynowej, przy zapewnieniu wdrażania inteligentnych rozwiązań;
- 2) przebudowy terminalu LNG, co zwiększy możliwości zapewnienia stabilnych dostaw gazu;

### Projekty PCI

#### Kryteria ogólne (muszą być spełnione łącznie)

1. Projekt jest niezbędny dla realizacji co najmniej jednego z priorytetowych korytarzy i obszarów infrastruktury energetycznej.
2. Potencjalne korzyści płynące z realizacji projektu przewyższają jego koszty.
3. Wymiar transgraniczny projektu (minimum jedno z kryteriów)
  - a) dotyczy przynajmniej dwóch państw członkowskich, przebiegając przez granicę.
  - b) jest usytuowany na terytorium jednego państwa członkowskiego i ma znaczące skutki transgraniczne.
  - c) przebiega przez granicę jednego państwa członkowskiego i jednego państwa należącego do Europejskiego Obszaru Gospodarczego.

#### Kryteria szczególne (minimum jedno)

1. Integracja rynku.
2. Bezpieczeństwo dostaw.
3. Konkurencja.
4. Zrównoważony rozwój.

- 3) budowy lub przebudowy istniejących elementów infrastruktury w kierunku inteligentnej infrastruktury dystrybucyjnej, prowadzącej do likwidacji tzw. wąskich gardeł, związanych ze zwiększającym się zapotrzebowaniem na gaz w dużych centrach odbioru (np. aglomeracjach miejskich);
- 4) innych projektów w ramach infrastruktury dystrybucyjnej, które w istotnym zakresie poprawią funkcjonalności systemu inteligentnych sieci gazowych.

Od wielu lat korzystamy ze środków tego programu. W minionej perspektywie finansowej, w ramach POIiŚ na kwotę 858 mln zł dofinansowanych zostało 9 naszych projektów. Dzięki temu zbudowano niemal 1000 km gazociągów.

### Dofinansowanie z POIiŚ – jak to się robi?

Niezbędne jest indywidualne notyfikowanie pomocy publicznej przez Komisję Europejską dla każdego projektu.

Notyfikacja pomocy publicznej polega na oficjalnym przekazaniu Komisji Europejskiej projektu pomocy indywidualnej wraz z informacjami niezbędnymi dla oceny zgodności pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym.

Komisja Europejska w okresie dwóch miesięcy od otrzymania kompletu informacji i dokumentów podejmuje decyzję, czy:

- zgłoszony środek nie stanowi pomocy publicznej,
- zgłoszony środek jest zgodny z rynkiem wewnętrznym,
- należy wszcząć tzw. postępowanie wyjaśniające (w przypadku wątpliwości co do zgodności projektowanej pomocy z rynkiem wewnętrznym).

Jeżeli projekt spełnia wszystkie warunki, to znaczy:

- 1) został umieszczony na Liście Projektów Strategicznych dla Infrastruktury Energetycznej w ramach POIiŚ 2014–2020, które będą mogły ubiegać się o wsparcie z funduszy UE, w obszarze przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej i gazu, magazynów gazu i rozbudowy terminalu LNG;
- 2) został wpisany do Wykazu Projektów Zidentyfikowanych, zawierającego listę projektów przewidzianych do dofinansowania w ramach POIiŚ 2014–2020;
- 3) posiada decyzję Komisji Europejskiej o zgodności z rynkiem wewnętrznym;

składany jest wniosek o dofinansowanie. Jego pozytywna weryfikacja uzależniona jest od spełnienia przez projekt wielu wymogów formalnych i merytorycznych.

Wniosek o dofinansowanie jest oceniany przez instytucję wdrażającą – w przypadku projektów GAZ–SYSTEM jest nią Instytut Nafty i Gazu. Ocena wniosku o dofinansowanie odbywa się trzyletowo: ocena formalna, ocena merytoryczna I stopnia i ocena merytoryczna II stopnia. Następnie, po pomyślnej ocenie przez Ministerstwo Energii podpisana jest umowa o dofinansowanie.



Dla tzw. dużych projektów (koszty kwalifikowane powyżej 75 mln euro) procedura jest dłuższa. Dofinansowanie wymaga weryfikacji i akceptacji instytucji zarządzającej, którą w przypadku GAZ–SYSTEM jest Ministerstwo Rozwoju. Ministerstwo przesyła wniosek do Komisji Europejskiej, aby potwierdzić spełnienie wymogów opisanych w art. 100–103 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1303/2013 z 17 grudnia 2013 r.

### Dofinansowanie w 2016 roku

W roku 2016 GAZ–SYSTEM podpisał 5 umów o dofinansowanie z POIiŚ w ramach nowej perspektywy finansowej na lata 2014–2020. Łączna wartość wsparcia wyniosła ponad miliard złotych.

W tym roku spółka będzie kontynuowała prace związane z uzyskaniem pomocy publicznej na realizację kolejnych projektów. Priorytetem jest dofinansowanie gazociągów, które wchodzi w skład tzw. Korytarza Północ–Południe.

**Anna Matuszewska, koordynator, Dział Pozyskiwania Pomocy Publicznej, Pion Rozwoju GAZ–SYSTEM.**  
**Joanna Zyśk, specjalista, Dział Pozyskiwania Pomocy Publicznej, Pion Rozwoju, GAZ–SYSTEM.**  
**Adam Strzyński, kierownik, Dział Pozyskiwania Pomocy Publicznej, Pion Rozwoju, GAZ–SYSTEM.**

# W dialogu z rynkiem

Piotr Wojtasik

Gas Storage Poland oferuje usługi magazynowania gazu w sposób, który wychodzi naprzeciw zapotrzebowaniu uczestników rynku, a jednocześnie pozwala na optymalne wykorzystywanie instalacji magazynowych. Spółka nastawiona jest na zadowolenie klienta i dokłada starań, aby zrealizować jego potrzeby.

Gas Storage Poland realizuje wiele inicjatyw pozwalających klientom szerzej zapoznać się z ofertą usług magazynowania. Prowadzi również aktywny dialog z uczestnikami rynku gazu w celu ciągłego doskonalenia usług. Inicjowane działania często mają charakter spotkań, konferencji i warsztatów dostępnych dla wszystkich interesariuszy. Pracownicy spółki odbywają spotkania z klientami, którzy wyrazili zainteresowanie usługami magazynowania gazu lub zgłaszają taką potrzebę. Całodobowa dyspozycja w razie potrzeby wyjaśnia i udziela informacji klientom, innym operatorom oraz organizacjom współpracującym w zakresie kontaktów operacyjnych, składanych nominacji/renomacji i poleceń dyspozytorskich.

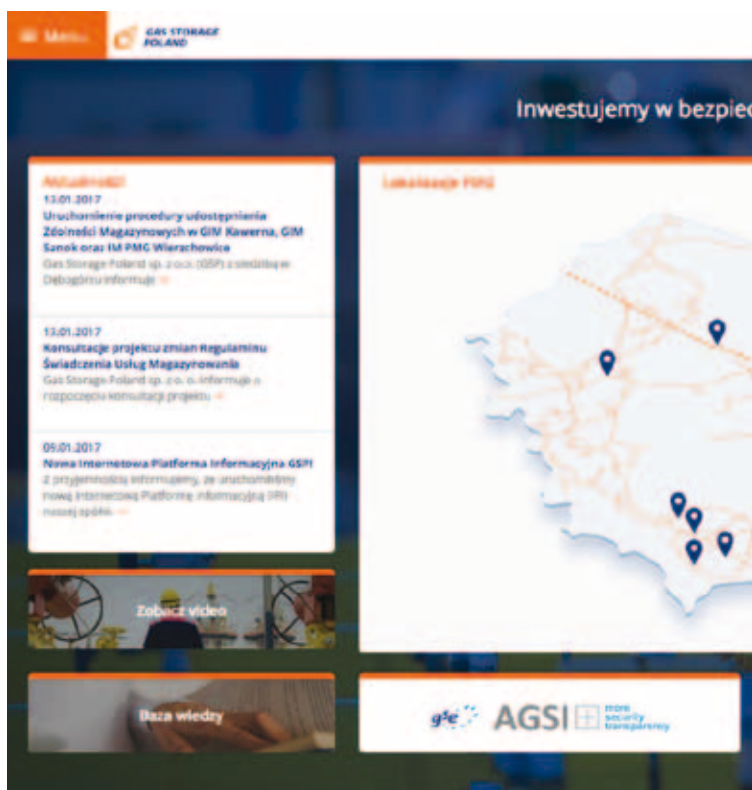
Aby sprostać potrzebom rynku na usługi magazynowania paliwa gazowego, Gas Storage Poland realizuje cykliczne badania rynku. Spółka przeprowadziła takie badania w połowie 2016 roku, uzyskując informacje dotyczące zapotrzebowania na usługi magazynowania paliwa gazowego w instalacjach magazynowych na najbliższe lata. Wszystkie podmioty zainteresowane usługami magazynowymi zostały zaproszone do wypełnienia „Ankiety dotyczącej badania zapotrzebowania na usługi magazynowania paliwa gazowego”. Została ona wysłana do potencjalnych nabywców usług magazynowania, ponadto umieszczono ją na stronie internetowej spółki oraz opublikowano informację o prowadzonym badaniu na portalach: CIRE i WNP.

Realizowane przez spółkę badania rynku dostarczają informacji w zakresie:

- zainteresowania rynku usługami magazynowania paliwa gazowego,
- sprawdzenia oczekiwań uczestników rynku wobec oferty produktowej spółki i identyfikacji ewentualnego zapotrzebowania na nowe projekty inwestycyjne,

- oceny stopnia dopasowania bieżącej oferty spółki do potrzeb obecnych i potencjalnych klientów.

Analiza zapotrzebowania rynku na usługi magazynowania paliwa gazowego odbywa się na dwóch płaszczyznach. Pierwsza skupia się na obecnych potrzebach podmiotów w kontekście zmian zachodzących na krajowym rynku gazu ziemnego, dostarczając tym samym cennych informacji w zakresie postrzeżenia oferty spółki przez potencjalnych klientów. Druga polega

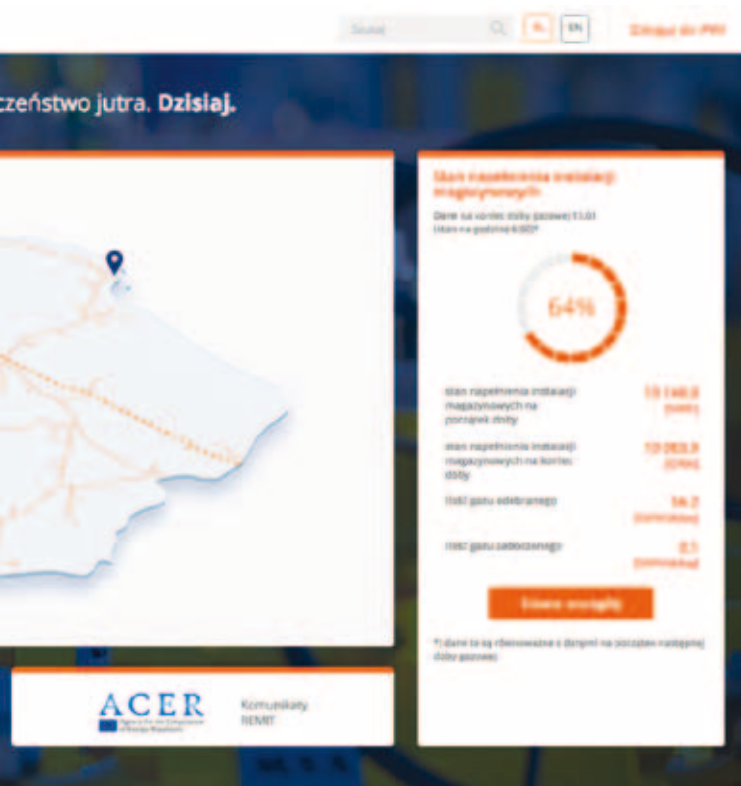


Nowa Internetowa Platforma Informacyjna Gas Storage Poland

na określeniu zmiany trendów i potrzeb uczestników rynku w okresie trzech lat, które minęły od ostatnich badań. Obecnie wykonano analizę identyfikującą zmianę podejścia podmiotów do ich potrzeb w zakresie magazynowania paliwa gazowego na bazie uzyskanych odpowiedzi w badaniach w roku 2016 i 2013.

Kolejnym działaniem będącym aktywnym dialogiem z rynkiem są konsultacje prowadzone po opracowaniu projektu zmian „Regulaminu świadczenia usług magazynowania” (RŚUM). W styczniu 2017 r. spółka rozpoczęła publiczne konsultacje, mające na celu zebranie wszelkich uwag do zasad świadczenia usług magazynowania. W ramach konsultacji przesłane uwagi są analizowane, a wiele z nich zostaje następnie uwzględnionych. 8 lutego 2017 r. dla uczestników i podmiotów rynku gazu spółka zorganizowała konferencję dotyczącą magazynowania paliw gazowych, podczas której omówiono zmiany wprowadzane do RŚUM, jak również ogólne i szczegółowe zasady świadczenia usług magazynowania. Konferencja spotkała się z dużym zainteresowaniem. Wzięli w niej udział przedstawiciele ponad 20 podmiotów i interesariuszy rynku gazowego w Polsce.

Oprócz wymienionych przykładów wsłuchiwanie się w potrzeby rynku i bezpośredniego z nim dialogu Gas Storage Poland wdraża również wiele nowoczesnych rozwiązań informatycznych, których celem jest wyjście naprzeciw oczekiwaniom klientów i ułatwienie im korzystania z usług świadczonych przez spółkę. Jako przykład można tutaj wspomnieć o innowacyjnym systemie informatycznym SMS. Wspomaga on pracę magazynów w wymiarze handlowym i operacyjnym i jest podstawowym systemem umożliwiającym zarządzanie zdolnościami magazynowymi.



System ten umożliwia przepływ niezbędnych informacji pomiędzy operatorem systemu magazynowania, operatorem systemu przesyłowego oraz zlecającym usługę magazynowania (ZUM). Zaimplementowane moduły pozwalają na sprawną obsługę wszystkich zainteresowanych stron oraz przejrzystość podejmowanych decyzji. W celu sprawnej wymiany informa-

cji oraz danych SMS jest zintegrowany z innymi aplikacjami. Innym udostępnionym rozwiązaniem informatycznym jest IPWI – specjalny portal dla klientów, którzy w swoim zakresie mogą w dynamiczny sposób sprawdzić raporty i możliwości pracy instalacji magazynowych. Spółka nadała uprawnienia ZUM do korzystania z wybranych funkcji portalu, skonfigurowała również SMS, aby ściśle określone informacje docierały do konkretnego ZUM i aby miał on bezpośredni dostęp wyłącznie do ściśle określonych informacji. Portal jest wygodną, przeznaczoną dla wielu ZUM, łatwą w obsłudze internetową aplikacją, która pozwala na zarządzanie wybranymi danymi z SMS.

W celu poprawienia komunikacji internetowej z interesariuszami, na początku 2017 roku spółka opublikowała nową Internetową Platformę Informacyjną (IPI), która współpracuje ze wspomnianym systemem SMS, co sprawia, że przepływ niezbędnych informacji pomiędzy GSP a rynkiem gazu stał się jeszcze efektywniejszy. Na IPI informacje publikowane są w przejrzystej formie według układu, który odpowiada układowi *Transparency Template*, rekomendowanemu przez Gas Infrastructure Europe dla operatorów systemów magazynowania. IPI nie tylko zapewnia dostęp do informacji ważnych z punktu widzenia biznesowego (informacje dla ZUM, logowanie do portalu IPWI itd.), ale posiada również walory edukacyjne. Dla wygody korzystania z platformy opublikowana została ona zarówno w wersji desktopowej, jak i w wersji z przeznaczeniem na urządzenia mobilne. Narzędzie to podlegać będzie modyfikacjom również w odniesieniu do zidentyfikowanych potrzeb odbiorców w tym zakresie.

Wychodząc poza perspektywę rynku gazu w naszym kraju, należy wspomnieć także o współpracy Gas Storage Poland z organizacjami europejskimi. W ramach realizacji obowiązku wynikającego z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (rozporządzenie REMIT), od kwietnia 2016 r. spółka przekazuje do Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki ACER dane oraz informacje dotyczące eksploatacji instalacji magazynowych, a także, w imieniu klientów, dane dotyczące ilości gazu ziemnego, jakie magazynują na koniec doby gazowej. W ramach wdrażania tego obowiązku spółka ściśle i aktywnie współpracuje z niezależnym stowarzyszeniem Gas Infrastructure Europe (GIE), skupiającym operatorów gazociągów przesyłowych, operatorów systemu magazynowania i operatorów terminali LNG w Europie.

Gas Storage Poland jest aktywnym podmiotem, zgłaszającym swoje uwagi do wdrożeń związanych z raportowaniem REMIT oraz działaniem platformy AGSI+\*, na której publikowane są dane w zakresie pracy instalacji magazynowych. Wiele zgłoszonych uwag i sugestii zostało wdrożonych przez GIE.

**Autor jest menedżerem ds. komunikacji.**

\*Aggregated Gas Storage Inventory – platforma internetowa, będąca częścią GIE, służąca do codziennej wymiany danych operacyjnych o pracy podziemnych magazynów gazu, podlegających operatorom systemów magazynowania, których zrzesza GIE.

# Kogeneracja gazowa vs rynek mocy w Polsce

Waldemar Kamrat

W poniższych analizach – w celu uniknięcia kontekstów politycznych i jałowych dyskusji – na tle ogólnej oceny istniejącego stanu i perspektyw rozwoju krajowej energetyki przedstawiono szanse i możliwości zbudowania w Polsce gazowej energetyki. Uwzględniono przede wszystkim nowoczesne technologie wytwarzania energii i problem analizowanego obecnie modelu rynku mocy w Polsce [4].

## Ogólna charakterystyka bazy paliwowo-wytwórczej dla krajowej elektroenergetyki [8]

Krajowa energetyka charakteryzuje się specyficzną, w porównaniu z krajami Unii Europejskiej, strukturą użytkowanych paliw, z dominacją bloków spalających węgiel kamienny i brunatny. Struktura z dominacją paliw stałych wywiera wpływ na wskaźniki ekologiczne oraz na elastyczność i bezpieczeństwo pracy krajowego systemu energetycznego.

Według zaleceń Unii Europejskiej, udział jednego paliwa, dostarczanego z jednego kierunku, nie powinien przekraczać 30%. Jednakże, ze względu na dominację paliw stałych ze źródeł krajowych, zakłada się tylko stopniową dywersyfikację, polegającą na zwiększaniu udziału gazu ziemnego w strukturze paliw zużywanych przez energetykę. Jest to ogólnie zbieżne z przyjętą zasadą zmniejszenia udziału paliw stałych na rzecz paliw gazowych [3, 4, 5].

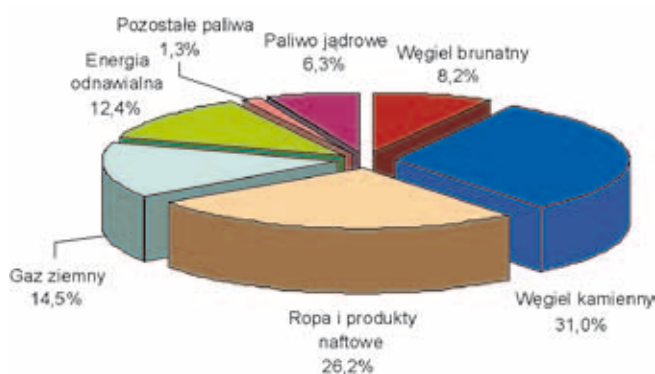
Współczesne prognozy wskazują – w perspektywie 2030 roku – na wzrost zużycia paliw gazowych kosztem zmniejszenia udziału paliw stałych (por. rys. 1.).

Dominujący udział elektrowni ciepłych, spalających znaczące ilości węgla kamiennego i brunatnego, wiąże się oczywiście z istotnym negatywnym efektem ekologicznym, pole-

gającym na występowaniu emisji dużych ilości zanieczyszczeń do atmosfery, w tym głównie  $SO_2$ ,  $NO_x$  i pyłów, a także emisji  $CO_2$ . Mimo postępów w zakresie odsiarczania i odpylenia spalin elektrownie węglowe nadal emitują do atmosfery duże ilości zanieczyszczeń, przede wszystkim zaś wydzielają dwutlenek węgla, którego ze spalin usunąć nie można, a który prawdopodobnie jest jedną z istotnych przyczyn zmian klimatycznych na świecie [5].

Obecnie moc zainstalowana źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) wynosi około 39 GW. Jednak znaczna liczba jednostek wytwórczych, zarówno w elektrowniach, jak i elektrociepłowniach, o łącznej mocy powyżej 9 tys. MW, pracuje w KSE już od ponad 40 lat, a czas ich pracy przekroczył 200 tys. godzin. Dlatego w najbliższych latach należy spodziewać się wycofywania znacznej ich liczby z ruchu lub odstawiania do modernizacji [11]. W grupie elektrowni największą populację jednostek wytwórczych stanowi 88 kondensacyjnych bloków parowych opalanych węglem kamiennym w 15 elektrowniach, o łącznej mocy zainstalowanej 15 697 MW i 10 759 MW w elektrowniach opalanych węglem brunatnym. Znaczący, nowoczesny i coraz bardziej rozwojowy element w polskich elektrowniach/elektrociepłowniach stanowią ciepłownicze bloki gazowo-parowe o sumarycznej zainstalowanej mocy elektrycznej 745 MW, uruchomione w latach 1999–2005 w sześciu elektrociepłowniach. Interesującą grupę bloków ciepłowniczych stanowi 10 bloków gazowych z turbinami gazowymi pracującymi w obiegu prostym, pracujących w 8 elektrociepłowniach. Ich jednostkowa moc elektryczna wynosi od 1,4 MW do 7,3 MW, a sumaryczna moc zainstalowana 51 MW [10]. W większości przypadków pracują one w systemach ciepłowniczych energetyki komunalnej, w zakresie pokrywania obciążeń ciepłej wody użytkowej, co zapewnia im wymagany dla uzyskania efektywności ekonomicznej czas wykorzystania mocy zainstalowanej powyżej 6000 godzin rocznie. W energetyce w skali lokalnej pracują bloki z silnikami gazowymi opalane gazem ziemnym lub gazem z odmetanowania kopalń, przy czym jednostkowa moc tych bloków (ponad 40 jednostek) wynosi od 60 kW do 3,2 MW.

Rys.1. Prognozowana struktura zapotrzebowania na energię pierwotną w 2030 roku według [8]





Do tej grupy można zaliczyć również bloki z silnikami gazowymi opalane biogazem, instalowane dotychczas najczęściej w oczyszczalniach ścieków. Największa moc jednostkowa tego typu bloku w Polsce wynosi 970 kW, a łączna moc zainstalowana (25 jednostek) to ok. 12 MW [10, 11].

### Potrzeby inwestycyjne w zakresie mocy wytwórczych i infrastruktury sieciowej

Biorąc pod uwagę prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną w perspektywie kilku/kilkunastu lat będą potrzebne nowe moce wytwórcze, jak pokazano w tabeli [11].

Wymagane moce wytwórcze w systemie w Polsce w latach 2020–2030 wg [11]			
Wielkość	Lata		
	2020	2025	2030
Przewidywane zużycie energii elektrycznej brutto [TWh]	177,9	190,3	203,5
Wymagana moc osiągalna (zainstalowana) [MW]	39 500	41 700	44 700
Przewidywana moc osiągalna w istniejących w 2012 r. jednostkach wytwórczych [MW]	29 700	25 700	18 800
Wymagane nowe inwestycje [MW]	9 800	16 000	25 900

Jak wynika z zamieszczonej tabeli, będzie to wymagać znacznego wysiłku inwestycyjnego w sektorze wytwórczym i sieciowym. Według danych Operatora Sieci Przesyłowej (PSE), dla okresu planowania do 2025 r. szacowane nakłady kształtują się na poziomie około 23 mld zł [12].

Główne cele działania to [12]:

- wzrost bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
- przyłączenia i wyprowadzenie mocy z OZE,
- przyłączenia i wyprowadzenie mocy z nowych elektrowni systemowych,
- rozwój połączeń transgranicznych.

Należy zauważyć, że mimo przygotowanych projektów inwestycyjnych znakomita większość inwestorów odstąpiła bądź zawiesiła realizację inwestycji. Jednocześnie w perspektywie 2025 roku nastąpi potrzeba wycofania mocy. Odstąpienie od inwestycji bądź jej zawieszenie, w korelacji z koniecznością wycofania mocy, stworzy wyjątkowo trudną sytuację w zakresie dostaw energii elektrycznej. Będzie to wymagać przystosowania/rozbudowy węzłów tam, gdzie planowane jest przyłączenie mocy źródeł wytwórczych. Według opinii prof. P. Kacejki [12], należy mieć na uwadze także fakt, że „o wystarczalności obciążeniowej sieci przesyłowej dla nowych przyłączy oprócz dużych inwestycji, szczególnie w zakresie linii 400 kV i nowych stacji o napięciu górnym 400 kV, decyduje także obciążalność transformatorów systemowych oraz istniejących linii 220 kV”. W tym zakresie istotne wydaje się prowadzenie dla infrastruktury sieciowej zabiegów o mniejszej skali, takich jak wymiana jednostek transforma-

torowych na nowe, podnoszenie temperatury pracy linii (poprzez regulacje zwisów oraz wymianę przewodów na HTLS – niskozwisowych), a także poprzez wprowadzanie monitoringu i operowanie obciążalnością dynamiczną [12]. Wobec braku sygnałów rynkowych i gospodarczego „klimatu” do inwestowania, jedną z niewielu opcji rozwiązania tego palącego problemu wydaje się budowa mechanizmu rynku mocy. Istotną rolę może tutaj odegrać kogeneracja gazowa.

### Kogeneracja gazowa vs rynek mocy

Perspektywicznym obszarem rozwoju elektroenergetyki, oprócz czystych technologii węglowych, jest ciepłownictwo/kogeneracja oraz gazowa energetyka regulacyjna [3, 4].

Określenie strategii rozwoju z uwzględnieniem opcji zwiększonego wykorzystania paliw gazowych wymaga rozważenia w wielu aspektach takich zagadnień problemowych, jak:

- zmiana struktury paliwowej,
- współczesne efektywne technologie wytwarzania ciepła,
- zapotrzebowanie na ciepło w warunkach koniecznej współpracy ciepłownictwa (szczególnie z gazownictwem) w warunkach kurczącego się rynku (wpływ termomodernizacji budynków i racjonalizacji ciepła),
- uwarunkowania rozwoju pracującej na potrzeby ciepłownictwa gospodarki skojarzonej scentralizowanej i rozproszonej (liberalizacja cen energii elektrycznej w Unii Europejskiej – spadek zainteresowania gospodarką skojarzoną scentralizowaną i rozproszoną, wpływ integracji na rynek energii elektrycznej w Polsce, powodujący także zmiany na rynku ciepła),
- niesprzyjająca (jeszcze) relacja cen energii elektrycznej do cen gazu – wpływ na rozwój ciepłownictwa z wykorzystaniem kogeneracji gazowej.

Analizując rozmieszczenie krajowych elektrowni systemowych, można zauważyć, iż większość mocy zainstalowanych w polskim systemie elektroenergetycznym skupiona jest na południu oraz w centralnej części kraju. Nierównomierne rozmieszczenie mocy zainstalowanych oprócz problemów natury eksploatacyjnej stwarza określone trudności w zakresie bilansowania mocy, tym bardziej że w Polsce nie ma znaczących hydroelektrowni, które byłyby w stanie pełnić rolę regulacyjną w systemie elektroenergetycznym. Dlatego należy przewidywać możliwości spełniania takiej roli przez źródła opalane gazem lub bloki z gazyfikacją węgla IGCC.

Sytuacja gospodarcza kraju wskazuje, iż popyt na energię będzie relatywnie wzrastał, zwłaszcza w sektorach transportu, usług czy mieszkalnictwa; więc nowe inwestycje – na przykład w źródła opalane gazem – są niezbędne, aby pokryć rosnące zapotrzebowanie na energię i jednocześnie zapewnić realną możliwość spełniania roli regulacyjnej w systemie elektroenergetycznym. Prowadzić to może do wzmocnienia/stabilizacji bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju i racjonalizacji kosztów wytwarzania energii elektrycznej w źródłach wytwórczych przyjaznych środowisku naturalnemu. Na przykład realną szansą rozwoju energetyki gazowej są technologie energetyczne z wykorzystaniem gazu jako paliwa, we współpracy z energetyką wiatrową, a także w gospodarce skojarzonej (kogeneracji), pracującej na potrzeby ciepłownictwa.

Dla systemów ciepłowniczych o zapotrzebowaniu w sezonie grzewczym na ciepło mniejsze niż 50 TJ nie ma praktycznych możliwości stosowania skojarzonego wytwarzania energii z wykorzystaniem turbin gazowych. Dla źródeł ciepła o takiej produkcji można stosować bloki siłowniano-ciepłownicze lub rozwiązania klasycznych ciepłowni, w tym z kotłami na gaz. W systemach ciepłowniczych wymagających produkcji więcej niż 50 TJ, a mniej niż 500 TJ ciepła można stosować turbiny gazowe współpracujące w układzie otwartym z kotłem odyskowym, przy czym oznacza to wykorzystanie mocy elektrycznej od 1,5 do 15 MW. Dla większych produkcji ciepła można brać pod uwagę układy gazowo-parowe, przy czym należy je stosować przede wszystkim tam, gdzie występuje znaczne zapotrzebowanie na energię elektryczną [3, 4]. Co ciekawe, analizy wskazują na utrzymywanie się, a nawet wzrost liczby instalowanych silników i turbin gazowych małej mocy (500–1000 kW), co oznacza utrzymujące się zainteresowanie sektora rozwiązaniami z zakresu energetyki rozproszonej (znacząca część urządzeń z tej grupy może wykorzystywać alternatywne paliwa gazowe, np. biogaz) [4].

Przedstawione powyżej ogólne problemy dotyczące warunków rozwoju wymuszają określenie roli i zadań przedsiębiorstw energetycznych również na lokalnym rynku energii, bowiem w istniejących realiach gospodarowania to lokalny rynek będzie miał szansę sprostać dynamicznie zmieniającym się warunkom technicznemu i środowiskowemu. W tym obszarze szczególnie miejsce powinna zająć kogeneracja gazowa.

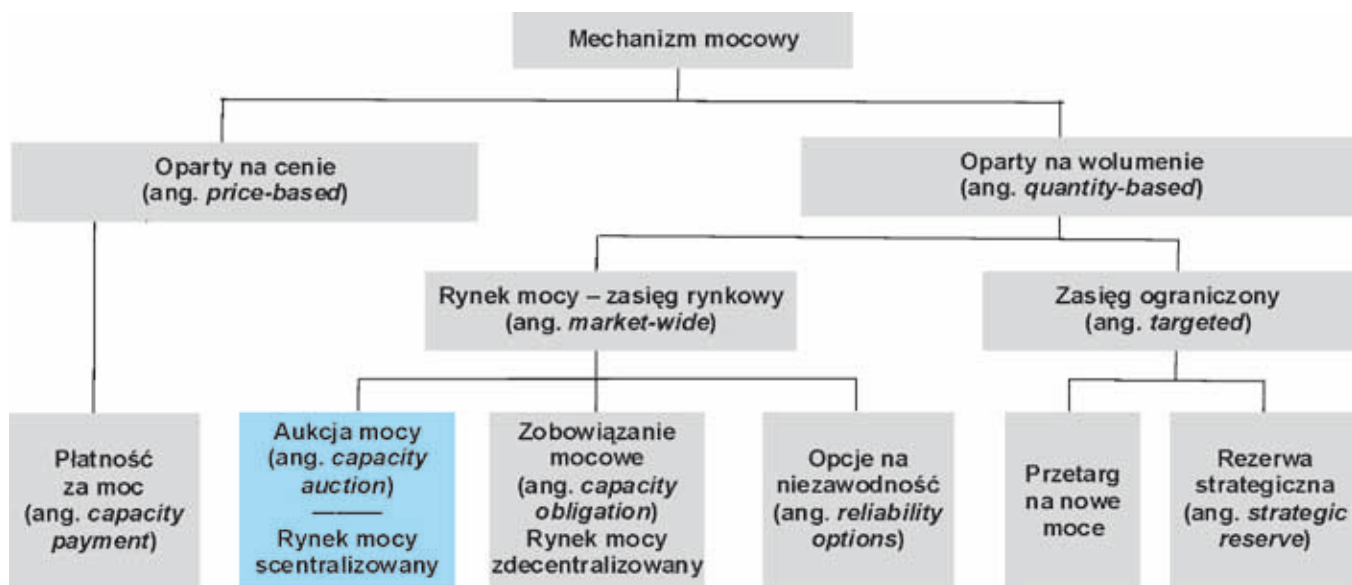
Potencjał do wprowadzenia gospodarki skojarzonej w ciepłownictwie to 4000–6000 MW, głównie z wykorzystaniem paliw gazowych, co stanowi ważny obszar inwestowania w infrastrukturę energetyczną [3, 4]. W odniesieniu do elektrowni gazowych, które stanowią interesującą (może jedyną) opcję źródeł regulacyjnych w systemie elektroenergetycznym, ocenia się, że ich łączna moc w perspektywie 2030 roku wyniesie

5000–6000 MW [3, 4]. Obecnie jednym z ważnych problemów inwestowania są ceny energii na rynku hurtowym, które nie zachęcają inwestorów do budowy nowych mocy wytwórczych, dlatego pojawiają się rozwiązania alternatywne dla jednотowarowego rynku energii. Ponieważ sytuacja niskich cen na rynku hurtowym trwa dłuższy czas, to coraz więcej ekspertów wskazuje, że potrzebne są zmiany w systemie funkcjonowania elektroenergetyki [9]. Jedną z możliwości jest wprowadzenie rynku mocy, który ma pomóc przede wszystkim w dwóch kwestiach: po pierwsze – ma złagodzić skutki ekonomiczne dla grup energetycznych, będących dysponentami nierentownych jednostek wytwórczych, aby mogły być gotowe do pracy w sytuacjach awaryjnych, tj. momentu odbudowy wystarczającej ilości mocy. Po drugie – stworzenie obok tradycyjnego rynku jednотowarowego (energii) dodatkowego rynku, w którym będzie się płacić za moc, może wzmocnić impulsy inwestycyjne dla budowy nowych jednostek wytwórczych [9]. Mechanizm w postaci rynku mocy ma więc wynagradzać jednostki wytwórcze za dyspozycyjność mocy w konkretnych sytuacjach i okresach niedoboru w systemie (por. rys. 2.) [9].

Jak wynika z danych PSE, podstawową przesłanką dla szybkiego przyjęcia w Polsce mechanizmów wsparcia w postaci rynku mocy jest zagwarantowanie odpowiedniej mocy w perspektywie średnioterminowej. W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej KSE wymaga budowy nowych zdolności wytwórczych [9]. Może to skutkować rozwojem nowoczesnej kogeneracji gazowej, a także gazowej energetyki regulacyjnej, pracującej na potrzeby systemu elektroenergetycznego, a więc pozwoli na spełnienie w znaczącym stopniu zobowiązań klimatycznych Polski.

Dodatkowym uzasadnieniem zwiększonego w przyszłości użytkowania gazu do celów energetycznych w Polsce może być niezbędna – zdaniem autora – współpraca elektrowni wiatrowych z elektrowniami opalany gazem. Pozwoliłoby to do-

Rys. 2. Klasyfikacja mechanizmów mocowych według [9].



- Różny stopień centralizacji/decentralizacji określania wolumenu mocy i ceny mocy
- Adekwatność mechanizmu do realizacji
- Osiągnięcie bezpieczeństwa dostaw

Źródło: Raport Ministerstwa Energetyki



turbozespół gazowy w ECZG.

datkowo na spełnienie istotnej roli gazu w ochronie klimatu, a więc osiągnięcie redukcji emisji w wyniku stosowania tego przyjaznego dla środowiska paliwa w technologiach energetycznych na szerszą skalę.

\* \* \*

W konkluzji końcowej należy podkreślić, że [3, 4, 5]:

- 1) w okresie do 2030 r. należy liczyć się ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce o około 1,5–3,5% rocznie w zależności od wariantu rozwoju gospodarczego,
- 2) mimo tak poważnego wzrostu całkowitego zużycia energii elektrycznej, zużycie jednostkowe przypadające na jednego mieszkańca będzie w Polsce w 2020 r. mniejsze od obecnego zużycia jednostkowego w krajach zachodnioeuropejskich,
- 3) biorąc pod uwagę przede wszystkim międzynarodowe wymagania odnośnie do ochrony środowiska, przewiduje się stopniową, odłożoną w czasie redukcję ilości węgla kamiennego spalane w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych i przemysłowych, a także, ze względu na korzystne wyniki ekonomiczne, przewiduje się utrzymanie wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach spalających węgiel brunatny na poziomie zbliżonym do obecnego,
- 4) w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej KSE wymaga budowy/rozbudowy nowych zdolności wytwórczych i infrastruktury sieciowej,
- 5) wprowadzenie rynku mocy w Polsce wpłynie pozytywnie na podejmowanie inwestycji elektroenergetycznych,
- 6) udział gazu ziemnego jako paliwa dla elektrowni ciepłych i elektrociepłowni może wzrastać w perspektywie 2030 roku, osiągając poziom mocy nawet 10 000 MW.

Podana lista zagadnień natury ogólnej z oczywistych względów nie wyczerpuje wszystkich uwarunkowań, które są istotne w rozważaniach dotyczących perspektyw rozwoju rynków paliw i energii w dłuższym okresie. Perspektywy rozwoju elektro-

energetyki z uwzględnieniem rynku mocy, syntetycznie przedstawione w niniejszej pracy, mogą stanowić merytoryczną podstawę do dyskusji na temat kształtowania, a następnie sposobów realizacji polityki energetycznej, prowadzącej do jednolitego rynku energii elektrycznej i gazu w Unii Europejskiej. Rozległy zakres tematyki dotyczącej polityki energetycznej, a zwłaszcza zagadnienia rozwoju, jest istotny również z punktu widzenia programowania rozwoju gospodarczego krajów Unii Europejskiej (EU). Dlatego należy dążyć do sukcesywnego wzbogacania i uszczegóławiania prognoz i założeń kierunkowych

rozwoju energetyki, z uwzględnieniem doświadczeń wszystkich krajów UE. Może to zaowocować opracowaniem racjonalnych i przyjaznych dla środowiska koncepcji rozwoju energetyki do 2030 roku i w dalszej perspektywie czasowej.

**Prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat, prof. zw. Politechniki Gdańskiej, Katedra Elektroenergetyki, Wydział Elektrotechniki i Automatyki.**

#### Bibliografia

- [1] Dzirba D., *Rola gazownictwa w energetyce rozproszonej – jaka przyszłość?*, III Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego. Ossa (18–20 kwietnia 2012 r.
- [2] IEA Statistics: Electricity Information 2010.
- [3] Kamrat W., *Elektrownie gazowe szansą stabilizacji bezpieczeństwa energetycznego Polski* w: materiały z konferencji GAZTERM, Międzysrodzaje 2010.
- [4] Kamrat W., *Dylematy rozwoju energetyki gazowej w Polsce* w: materiały z konferencji GAZTERM, Międzysrodzaje 2013.
- [5] Marecki J., *Energetyka w Polsce – wczoraj, dziś i jutro*, seminarium KPE PAN.
- [6] Serwis informacyjny CIRE.
- [7] Statystyka elektroenergetyki polskiej, Agencja Rynku Energii S.A.
- [8] Szymańska M., Szurlej A., *Sektor gazowniczy w Polsce* w: materiały z III Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego, 18–20.04.2012, Ossa.
- [9] Zaleski P., *Analiza: rynek mocy w Polsce* (niepubl.), 2017.
- [10] Zaporowski B., *Wykorzystanie technologii wytwórczych na polskiej mapie bezpieczeństwa elektroenergetycznego*, seminarium KPE PAN.
- [11] Źródłowe materiały z konferencji „Rynek energii elektrycznej REE 2013”, Kazimierz Dolny 7–9 maja 2013, Kacejko P., Pijarski P., *Ocena możliwości przyłączeniowych krajowej sieci przesyłowej planowanej na lata 2020–2025 w kontekście prawdopodobnych scenariuszy budowy nowych jednostek wytwórczych*.
- [12] Źródłowe materiały z konferencji „Rynek energii elektrycznej REE 2013”, Kazimierz Dolny 7–9 maja 2013, Oleksy A., *Uwarunkowania techniczne i ekonomiczne rozwoju OZE w Polsce*.

# Gazociąg tranzytowy – charakterystyka techniczna

Daniel Gerwatowski, Konrad Woliński

EuRoPol GAZ s.a. jest investorem i właścicielem polskiego odcinka gazociągu Jamał–Europa Zachodnia, którym transportowany jest gaz ziemny ze złóż rosyjskich do odbiorców w Europie Zachodniej oraz do krajowego systemu przesyłowego. Celem niniejszego artykułu jest przybliżenie charakterystyki oraz wybranych rozwiązań technicznych zastosowanych w Systemie Gazociągów Tranzytowych (SGT).

System Gazociągów Tranzytowych tworzą: liczący 684 km długości gazociąg o średnicy DN 1400 i nominalnym ciśnieniu roboczym 8,4 MPa oraz pięć tłoczni gazu (Kondratki, Zambrów, Ciechanów, Włocławek i Szamotuły), w których realizowane są procesy podniesienia ciśnienia oraz pomiaru strumienia transportowanego gazu, a także gazu zużywanego na potrzeby własne. Zdolności przesyłowe SGT wynoszą 32,96 mld m<sup>3</sup>/rok (m<sup>3</sup> przy ciśnieniu 1,01325 bar i temperaturze 20°C).

## CZĘŚĆ LINIOWA

Część liniowa SGT wykonana została z rur z wysokogatunkowej stali L485MB, których powierzchnię wewnętrzną, w celu

zmniejszenia oporów przepływu gazu pokryto warstwą z żywicy epoksydowych. Podstawowa grubość ścianki rurociągu to 19,2 mm, natomiast w miejscach szczególnych (np. przekroczenia rzek, dróg i linii kolejowych) zastosowano rury o grubości ścianki 22,9 i 24,5 mm. Warto zaznaczyć, że podczas budowy wszystkie spoiny obwodowe gazociągu podlegały badaniu ultradźwiękowemu, a około 30% poddano dodatkowo badaniom radiograficznym. Na trasie gazociągu znajdują się 34 zespoły zaporowo-upustowe oraz 5 zespołów podłączeniowych tłoczni. W celu zwiększenia bezpieczeństwa i ograniczenia skutków ewentualnych awarii główne zawory odcinające wyposażone są w system automatycznego zamknięcia (Automatic Line Break System). Działa on niezależnie od systemów monitoringu oraz sterowania pracą gazociągu i powoduje automatyczne zamknięcie zaworu w przypadku wystąpienia nagłego spadku ciśnienia po jednej ze stron zaworu.

Gazociąg przebiega przez 5 województw, 27 powiatów, 67 gmin oraz ponad 20 tysięcy działek. Na swojej trasie krzyżuje się z ponad 250 drogami i liniami kolejowymi, przecina także ponad 100 cieków wodnych, w tym największe polskie rzeki – Wisłę i Odrę. Przejście przez Wisłę, o długości odcinka podwodnego 1300 m, jest jednym z najdłuższych przekroczeń rzeki, wykonanym metodą wykopu otwartego.

## TŁOCZNIE I POMIAROWNIE GAZU

Tłocznie gazu są ważnym elementem Systemu Gazociągów Tranzytowych. Ich zadaniem jest podniesienie ciśnienia transportowanego gazu, tak aby skompensować spadek ciśnienia wynikający z tarcia gazu przepływającego przez rurociąg (straty liniowe) oraz strat miejscowych. W tłoczniach i pomiarowniach realizowany jest także proces pomiaru strumienia gazu dostarczanego do punktu wejścia (pomiarownia gazu w Kondratkach) oraz odbieranych w punktach wyjścia. W przypadku tranzytu pomiar zlokalizowany jest w tłoczni gazu

Rys. 1. Schemat gazociągu tranzytowego Jamał–Europa na terytorium Polski



Mallnow (stanowiącej własność Cascade GmbH), znajdującej się w Niemczech, natomiast w przypadku gazu trafiającego do krajowego systemu przesyłowego w tzw. Punkcie Wzajemnego Połączenia, na który składają się SSRP (Systemowa Stacja Regulacyjno-Pomiarowa) we Włocławku oraz Stacja Pomiarowa Lwówek (stanowiąca własność OGP GAZ–SYSTEM S.A.).

We wszystkich tłoczniach SGT znajduje się 16 turbozespołów sprężających o łącznej mocy 400 MW.

Transportowany gaz, którego strumień objętościowy może wynosić do 4 mln Nm<sup>3</sup>/h, trafia do tłoczni przez układ kurków odcinających zespołu przyłączeniowego oraz kurków wlotowych tłoczni, skąd kierowany jest do stacji filtrów. Zespół filtracyjny składa się z pięciu pionowych, cylindrycznych filtrów gazu, z których każdy ma przepustowość około 1 mln m<sup>3</sup>/h.

Filtry posiadają dwa stopnie oczyszczania, tj. baterię multicyklonów oraz zespół świecowych wkładów koalescencyjnych. Ten rodzaj konstrukcji umożliwia skuteczne usunięcie zarówno zanieczyszczeń stałych, jak i ciekłych (np. skuteczność oczyszczania cząstek stałych o rozmiarze powyżej 5 μm wynosi 99,99%), zapewniając jednocześnie niski spadek ciśnienia oczyszczonego gazu. Ze stacji filtrów gaz przepływa do kolektora ssawnego o średnicy DN 1200, skąd rurociągami o średnicy DN 900 trafia do agregatów sprężających. W tłoczni Ciechanów znajdują się trzy turbozespoły sprężające. Każdy z nich składa się z od-

Rys. 3. Tłocznia gazu Ciechanów



Rys. 2. Turbina gazowa SGT-600 firmy Siemens [1]



środkowej, dwustopniowej sprężarki gazu procesowego Dresser-Rand 60P2, napędzanej turbiną gazową Siemens SGT-600 o mocy 25 MW. Jest to lekka turbina przemysłowa, składająca się z 10-stopniowej osiowej sprężarki powietrza, niskoemisyjnej komory spalania, turbiny generatora gazu (napędzającego sprężarkę powietrza) i turbiny mocy (napędzającej sprężarkę gazu procesowego).

Po sprężaniu gaz, którego temperatura może dochodzić do około 50° C, zostaje schłodzony w chłodnicach gazu proce-

sowego (każdy z turbozespołów wyposażony jest we własną chłodnicę). Chłodnice mają postać wiązek rur ożebrowanych, wewnątrz których przepływa schładzany gaz, natomiast przepływ medium chłodzącego (powietrza) jest wymuszony przez znajdujące się nad wiązkami wentylatory. Każda chłodnica wyposażona jest w osiem wentylatorów o średnicy wirnika 4455 mm, napędzanych silnikami elektrycznymi. W zależności od warunków atmosferycznych możliwe jest obniżenie temperatury gazu o ok. 10–25°C. Schłodzony gaz poprzez kolektor tłoczny, a następnie zespoły kurków wlotowych tłoczni oraz zespołu przyłączeniowego trafia do gazociągu tranzytowego.

Liczba pracujących turbozespołów zależy od wielkości zadania przesyłowego i wymaganych parametrów gazu na wylocie z tłoczni. Podczas normalnej pracy załączane są dwa turbozespoły, natomiast trzeci pozostaje w rezerwie.

Zarówno tłocznie gazu, jak i część liniowa wyposażone są w nowoczesne systemy sterowania, automatyki, telemetrii i zabezpieczeń, zapewniające wysoki poziom bezpieczeństwa i niezawodność instalacji i obiektów SGT. Zaawansowane rozwiązania techniczne oraz wysoki standard obsługi pozwalają na bezpieczną i niezawodną realizację usług przesyłowych, w ramach których w latach 1999–2016 gazociągiem tranzytowym przesłano około 430 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego (m<sup>3</sup> przy ciśnieniu 1,01325 bar i temperaturze 0° C).

Autorzy są pracownikami SGT EuRoPol GAZ s.a.

[1] Materiały informacyjne SIEMENS AG.

# Możliwości ograniczenia emisji rtęci na terenach przemysłowych

Anna Król, Ewa Kukulska-Zajac

Obecność rtęci jest wykazywana we wszystkich elementach środowiska (w wodzie, glebie i powietrzu). Pierwiastek ten, mający negatywny wpływ na środowisko oraz zdrowie i życie ludzi, występuje w formie metalicznej oraz w postaci związków organicznych i nieorganicznych. Prowadzona od lat na świecie polityka ograniczania emisji rtęci do różnych elementów środowiska naturalnego opiera się głównie na wprowadzaniu zmian w przemysłowych procesach technologicznych, ograniczaniu podaży i popytu materiałów zawierających rtęć oraz zaostrzeniu polityki związanej z gospodarowaniem odpadami zawierającymi ten pierwiastek. Regulacje prawne dotyczące proekologicznego gospodarowania rtęcią są wydawane na poziomie światowym, unijnym i krajowym. Dokumentem najbardziej kompleksowo obejmującym problem ograniczania emisji rtęci jest obecnie konwencja podpisana w Minamata. Postanowienia konwencji regulują takie zagadnienia, jak podaż, handel, produkty z dodatkami rtęci, emisja do powietrza, górnictwo złota na małą skalę, uwolnienia do wody i ziemi, odpady, miejsca zanieczyszczone, pomoc techniczna i finansowa, wymiana informacji, świadomość społeczna i edukacja, badania i monitoring, aspekty zdrowotne, plany wdrożeniowe oraz raportowanie.

Na terenach przemysłowych emisje rtęci i zanieczyszczenia środowiska tym pierwiastkiem występowały lub występują głównie w związku z działalnością górnictwa rud metali, przemysłu chloroalkalicznego i energetycznego. Problem występowania lokalnych zanieczyszczeń rtęcią może istnieć również na terenach poszukiwania i eksploatacji złóż węglowodorów, tam gdzie paliwo wydobywane jest ze złóż zanieczyszczonych rtęcią (np. w Australii, Holandii, Indonezji, Niemczech, Nigerii, Norwegii oraz Polsce) [1–4]. Przeprowadzone dotychczas w Polsce badania na terenach działalności przemysłu naftowego i gazowniczego pokazały, że zanieczyszczenia rtęcią metaliczną są rzeczywiście lokalne i obszarowo niewielkie [5–7].

Rozpoznawanie, a następnie oczyszczanie obszarów o niewielkim zasięgu, na których emisja rtęci metalicznej może być cykliczna, wymaga indywidualnego podejścia, innego niż zalecane dla dużych obszarów zdegradowanych. Problem rozpoznawania i oczyszczania niewielkich obszarowo miejsc zanieczyszczonych rtęcią metaliczną został poddany przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy badaniom w ramach realizacji projektu pt. „Opracowanie strategii występowania oraz likwidacji lokalnych skażeń rtęcią, występujących

na terenie działalności przemysłowej branży górnictwa nafty i gazu”, finansowanego ze środków Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego oraz Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. W ramach realizacji projektu opracowane zostały podstawowe założenia prowadzenia badań, mających na celu identyfikację lokalnych zanieczyszczeń rtęcią metaliczną, jak również metody prowadzenia oceny stopnia zanieczyszczenia i monitoringu obszarów zanieczyszczonych oraz sposób likwidacji zidentyfikowanego zanieczyszczenia rtęcią metaliczną.

Podczas prowadzenia monitoringu obszarów lokalnie zanieczyszczonych rtęcią metaliczną istotne jest zastosowanie prostej metody wskaźnikowej jako metody przesiewowej, służącej do identyfikacji tych niewielkich obszarowo miejsc zanieczyszczonych tym pierwiastkiem. W związku z tym w ramach realizacji projektu opracowano, wdrożono i przetestowano polowe i laboratoryjne metody wskaźnikowe, pozwalające na ocenę zawartości w zanieczyszczonej glebie rtęci zdolnej do emisji oraz przeprowadzono pomiary wielkości emisji rtęci z obszarów zanieczyszczonych. Na wytypowanych obszarach pilotażowych przeprowadzono badania polowe oraz pobrano próbki zanieczyszczonej gleby do badań laboratoryjnych. Ocena rozkładu zanieczyszczeń na podstawie polowych pomiarów emisji rtęci do powietrza prowadzona była metodą z zastosowaniem czujników pasywnych oraz metodą z zastosowaniem komór dyfuzyjnych.

Natomiast ocena rozkładu zanieczyszczeń na podstawie badań laboratoryjnych pobranych próbek gleby prowadzona była poprzez oznaczenie zawartości rtęci bezpośrednio w glebie (wyniki kontrolne), metodą pośrednią pomiaru emisji rtęci w kolbach oraz metodą pośrednią pomiaru emisji rtęci za pomocą czujników pasywnych.

Do szerszego stosowania zostały rekomendowane obydwie metody polowych pomiarów emisji rtęci, które mogą być stosowane wymiennie lub równolegle podczas oceny skali zanieczyszczenia gleby rtęcią metaliczną lub oceny efektywności przeprowadzonego zabiegu remediacji. Dodatkowo rekomendowana jest laboratoryjna metoda pomiaru emisji rtęci w kolbach. Metoda laboratoryjna jest szczególnie pomocna do oceny głębokości rozprzestrzenienia zanieczyszczenia gleby rtęcią metaliczną.

Jak już wspomniano, w ramach realizacji projektu został opracowany również system monitorowania miejsc potencjalnie zanieczyszczonych rtęcią metaliczną przy zastosowaniu trzech rekomendowanych, autorskich metod pomiaru wielko-

ści emisji rtęci do powietrza [7]. Opracowany plan prowadzenia monitoringu miejsc potencjalnie zanieczyszczonych rtęcią metaliczną składa się z dwóch etapów.

Etap I obejmuje przeprowadzenie wywiadu i zebranie informacji o:

- powierzchni i zasięgu terenu objętego badaniami,
- prowadzonym procesie technologicznym,
- rozmieszczeniu poszczególnych elementów procesu technologicznego,
- jakości wydobywanego paliwa,
- stosowanej technologii oczyszczania gazu,
- położeniu miejsc kluczowych dla charakteru zanieczyszczenia oraz
- częstotliwości kontrolowanych upustów gazu.

Natomiast etap II to zaplanowanie i przeprowadzenie badań, w tym:

- stworzenie planu pomiarów polowych,
- przeprowadzenie polowych pomiarów wielkości emisji rtęci do powietrza,
- wytypowanie miejsc do pobrania próbek gleby/gruntu,
- pobranie próbek gleby/gruntu oraz
- przeprowadzenie badań i analiza otrzymanych wyników.

Opracowane autorskie metody wskaźnikowe, pozwalające na identyfikację miejsc zanieczyszczonych rtęcią metaliczną, są również użytecznym narzędziem do oceny efektywności prowadzonych zabiegów remediacji terenów zanieczyszczonych rtęcią. Podczas doboru optymalnej metody remediacji do zastosowania na niewielkich obszarach zanieczyszczonych rtęcią metaliczną (położonych na terenie czynnych i funkcjonujących obiektów przemysłowych) założono, że zalecana metoda powinna:

- pozwalać na efektywne ograniczenie emisji rtęci metalicznej do powietrza (substancją zanieczyszczającą jest rtęć metaliczna, a zanieczyszczenia mają zwykle charakter powierzchniowy),
- być skuteczna przy cyklicznym dopływie substancji zanieczyszczającej – (Hg<sup>0</sup>),
- minimalnie ingerować w funkcjonowanie zakładu górniczego,
- nie wymagać wprowadzania istotnych zmian do istniejącej na zanieczyszczonym terenie infrastruktury,
- być dostępna – tania i łatwa do zastosowania.

Opracowana i rekomendowana przez INiG-PIB metoda remediacji prowadzona jest z zastosowaniem metody immobilizacji rtęci w glebie za pomocą rozdrobnionej siarki i spełnia wcześniej przedstawione założenia. Idea opracowanej w ramach realizacji projektu metody remediacji opiera się na zdolności siarki do tworzenia trwałych kompleksów z rtęcią metaliczną. W wyniku takiej reakcji powstaje siarczek rtęci, jeden z najbardziej stabilnych i najmniej szkodliwych związków rtęci, który może występować jako naturalny składnik niektórych rodzajów gleb. Metoda ta, co prawda, nie pozwala na usunięcie rtęci z gleby, ale powoduje ograniczenie dalszego rozprzestrzeniania się tej substancji w środowisku (migracji do wód i emisji do powietrza). Takie rozwiązanie problemu jest jak najbardziej zgodne z obowiązującym w Polsce prawodawstwem dotyczącym ograniczania rozprzestrzeniania zanieczyszczeń w środowisku.

Efekty przeprowadzonego pilotażowego zabiegu remediacji z wykorzystaniem siarki jako czynnika stabilizującego rtęć

metaliczną zdolną do emisji są zadowalające. Przeprowadzone badania pokazały, że zastosowanie siarki jako materiału immobilizującego rtęć metaliczną w glebie w procesie remediacji jest skuteczne i ogranicza emisję rtęci. Wyniki uzyskane już po 24 godzinach od przeprowadzenia zabiegu remediacji pokazują, że wielkość emisji została ograniczona od 26 do 92%. Natomiast powtórzone pomiary po 21 i 90 dniach od przeprowadzonego zabiegu potwierdzają skuteczność zastosowanej metody remediacji i pokazują, że wielkość emisji rtęci metalicznej została ograniczona o 80–99%.

Dokonując analizy możliwości ograniczenia emisji rtęci do powietrza na terenach należących do górnictwa naftowego i gazownictwa, należy odnotować, że zanieczyszczenia rtęcią metaliczną na terenach kopalni gazu ziemnego najczęściej występują w okolicy zespołów zaporowo-upustowych. Dotychczas w okolicach tych węzłów stawiane były mury ograniczające rozprzestrzenianie się zanieczyszczeń, jednak niewielkie obszary gleby i tak ulegały zanieczyszczeniu. Dlatego celowe wydaje się zastosowanie działania prewencyjnego podczas budowy kolejnych obiektów wydobywania gazu ziemnego zawierającego rtęć. Działanie to polegać powinno na zabezpieczeniu obszaru w okolicy zespołów zaporowo-upustowych membraną w celu ograniczenia możliwości przenikania rtęci metalicznej do środowiska. Na membranie powinien zostać zastosowany sorbent, który wylapywałby i wiązał trwale ewentualne wycieki rtęci metalicznej do środowiska.

**Mgr Anna Król, kierownik Laboratorium Analityki i Fizykochemii Wód, Ścieków i Odpadów w Zakładzie Ochrony Środowiska, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy**  
**Dr Ewa Kukulska-Zajęc, kierownik Zakładu Ochrony Środowiska, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy**

#### Bibliografia

- [1] Boschee P., *Advancements in the removal of Mercury from crude oil, Oil and Gas facilities*, IV, 2013, 181.
- [2] Lubaś J., *Rtęć w permsko-karbońskich gazach ziemnych Niżu Polskiego*, Prace IGNiG, 1986, nr 56.
- [3] Norwegian Oil and Gas Recommended guidelines for handling mercury 2012 (<https://www.norskoljeoggass.no/Global/Retningslinjer/HMS/Arbeidsmiljo/132 Kvikksovl/132 Recommended guidelines for handling mercury eng, 10.09.2012>).
- [4] Guidelines on Mercury Management in Oil and Gas Industry, Ministry of Human Resources, Malaysia, 2011.
- [5] Steczko K., Rachwalski J., Krasieńska A., *Skażenia gleby rtęcią – ocena wielkości emisji rtęci do atmosfery i efektywności jej ograniczenia w wyniku stabilizacji siarką*, *Nafta–Gaz*, 2009, nr 10, s. 782–788.
- [6] Krasieńska A., Szlęk M., *Problemy związane z zanieczyszczeniem środowiska glebowego rtęcią na terenie działalności branży górnictwa naftowego i gazownictwa*, *Nafta–Gaz*, 2008, nr 5, s. 303–312.
- [7] Król A., Kukulska-Zajęc E., Macuda J., *Metody monitoringu i remediacji gruntów zanieczyszczonych rtęcią na terenach przemysłowych*, *Nafta–Gaz*, 2016, nr 8, s. 626–632.

Opracowano w ramach realizacji projektu nr II.P.10 pt. „Opracowanie strategii występowania oraz likwidacji lokalnych skażeń rtęcią, występujących na terenie działalności przemysłowej branży górnictwa nafty i gazu”, będącego częścią III etapu programu wieloletniego „Prawa bezpieczeństwa i warunków pracy”, finansowanego w latach 2014–2016 w zakresie badań naukowych i prac rozwojowych ze środków Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego/Narodowego Centrum Badań i Rozwoju (nr umowy z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju DZP/PBiWP-III/2014). Koordynator programu: Centralny Instytut Ochrony Pracy – Państwowy Instytut Badawczy.

# Energas 2017

## Krzysztof Górny, Gascontrol Polska

W okresie 25–27.01.2017 r. w Rezydencji Prezydenta RP Zamek w Wiśle odbyła się druga edycja konferencji techniczno-naukowej Energas 2017.

Konferencja zorganizowana została 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. dr hab. inż. Andrzej Szlęk, dziekan Wydziału Inżynierii Środowiska i Energetyki Politechniki Śląskiej w Gliwicach i dyrektor Instytutu Techniki Ciepłej, oraz dr hab. inż. Wojciech Kostowski. Patronat nad konferencją Energas 2017 objął Cezary Mróz, prezes zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Partnerami konferencji były firmy branżowe, takie jak Fastra s.r.o., Cepsa.s., Centrum Diagnostyki Rurociągów i Aparatury Sp. z o.o., Termo-Rex S.A., Solar Turbines Inc., SMF Hodonin s.r.o., Vietz GmbH, PAS Katowice sp. z o.o., NRI Inc. oraz Fornovogass.r.l.

W ramach konferencji odbyły się trzy główne panele tematyczne. Pierwszy związany był z dostawami gazu ziemnego w formie sprężonej CNG (*Compressed Natural Gas*) oraz skroplonej LNG (*Liquefied Natural Gas*). Przedstawiono referaty związane z dostawami spotowymi gazu ziemnego sprężonego CNG oraz skroplonego LNG (Marcin Przywara z Gascontrol Polska), kompletnymi rozwiązaniami dla stacji sprężania gazu ziemnego CNG (Federico Tosi, Fornovogas) oraz doświadczeniami czeskimi w budowie i eksploatacji stacji sprężania gazu ziemnego CNG (Milan Slamečka z Gascontrol).

Drugi panel tematyczny dotyczył budowy gazociągów oraz problemów eksploatacyjnych występujących na istniejących gazociągach. Wygłoszone zostały referaty związane z pracami specjalistycznymi na gazociągach, takimi jak inspekcje gazociągów za pomocą tłoków inteligentnych, zabezpieczenia po-



Uczestnicy konferencji Energas 2017.

łączeń spawanych, stopowania hermetyczne przepływu gazu. Ponadto, omówiono aspekty związane z budową tłoczni gazu, problemami ze szczelnością armatury zaporowej oraz obróbką cieplną w różnych gałęziach przemysłu.

Drugi panel tematyczny otwierał referat związany z przeglądem urządzeń do budowy gazociągów (Artur Koszyk, Pas Katowice, przedstawiciel firmy Vietz). Następnie omówiono zautomatyzowane czołówki spawalnicze, stosowane w budowie liniowych odcinków gazociągów (Robert Szoltysek, Gascontrol Polska). Kolejny referat związany był z oceną stanu technicznego rurociągów z wykorzystaniem inteligentnych tłoków ultradźwiękowych (Paweł Raczyński, Centrum Diagnostyki Rurociągów i Aparatury CDRiA, Wydział Elektroniki, Telekomunikacji i Informatyki, Politechnika Gdańska). Ponadto, omówiono inspekcję tłokowania gazociągów na przykładzie gazociągu wysokiego ciśnienia DN 600, wykonaną z udziałem firm CEPS, CDRiA oraz Gascontrol Polska (referat wygłosił Marcin Przywara z Gascontrol Polska). Kolejny referat dotyczył zabezpieczeń połączeń spawanych rurociągów oraz możliwości odbudowy uszkodzonych izolacji na gazociągach (Krzysztof Kaczmarczyk z NRI Eurasia). Następnie omówiono problemy związane ze szczelnością armatury zaporowej (Janusz Pietruszewski z GAZ-SYSTEM



Federico Tosi podczas prezentacji, Fornovogas.



Krzysztof Kaczmarczyk podczas prezentacji, NRI Eurasia.





Marcin Przywara i Zdzisław Kaczorowski z Gascontrol Polska podczas otwarcia konferencji Energas 2017.

Świerklany). Kolejne dwa referaty związane były ze stopowaniami hermetycznymi przepływu gazu w gazociągach. Pierwszy dotyczył gazociągów średniego ciśnienia i stopowań przepływu z wykorzystaniem urządzeń firmy Fasta. Drugi to analiza techniczno-ekonomiczna zastosowań hermetycznych stopowań w gazociągach przy wykorzystaniu urządzeń T.D. Williamson. Oba referaty wygłosił Marek Zieliński z Gascontrol Polska.

Dwie prezentacje związane były zarówno z gazownictwem, jak i szeroko rozumianą energetyką. Pierwsza dotyczyła problematyki technicznej procesu inwestycyjnego – budowy i eksploatacji tłoczni gazu oraz układów CHP (Przemysław Tusznio,



Dostawa gazu skroplonego LNG, realizowana przez Gascontrol Polska.

Gascontrol Polska). Druga natomiast dotyczyła obróbki cieplnej w różnych gałęziach przemysłu (Leszek Mirecki, Termo-Rex).

W trzecim panelu tematycznym omówiono rozwiązania innowacyjne w obszarze gazownictwa i zaprezentowano wyniki projektu badawczo-rozwojowego związanego z budową prototypu termogeneratora elektrycznego. Projekt realizowany był przez Konsorcjum Gascontrol Polska oraz Instytut Techniki Ciepłej Politechniki Śląskiej w Gliwicach w ramach projektu Gekon, który dofinansowano ze środków NFOŚiGW oraz NCBiR (projekt Gekon1/O2/214051/6/2014). W panelu tym zaprezentowano dwa referaty. Pierwszy dotyczył obliczeń cieplno-przepływowych dla projektu termogeneratora elektrycznego zasilanego gazem ziemnym (Wojciech Kostowski, Instytut Techniki Ciepłej Politechniki Śląskiej w Gliwicach),

a drugi procesu budowy prototypu termogeneratora elektrycznego (Krzysztof Górny, Gascontrol Polska).

W tym roku konferencja zgromadziła około stu specjalistów związanych z inżynierią gazownictwa oraz szeroko rozumianą energetyką gazową. W spotkaniu udział wzięli przedstawiciele Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A., Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o., Fiorentini Polska sp. z o.o., Komes sp. z o.o., cGAS Controls sp. z o.o., Geldbach Polska sp. z o.o., Budimex S.A., BroenOil&Gas sp. z o.o., Armapol sp. z o.o., Gamma-Montex sp. z o.o., Agcor s.c., Technologie NDT sp. z o.o., ZRB Janicki S.C., T.D. Williamson sp. z o.o., Metkom sp. z o.o., ZISiRO Zbigniew Szydlik sp. z o.o., oraz przedstawiciele biur projektowych: Is-kat biuro projektowe i usługi projektowe Serwacy Pierchała.



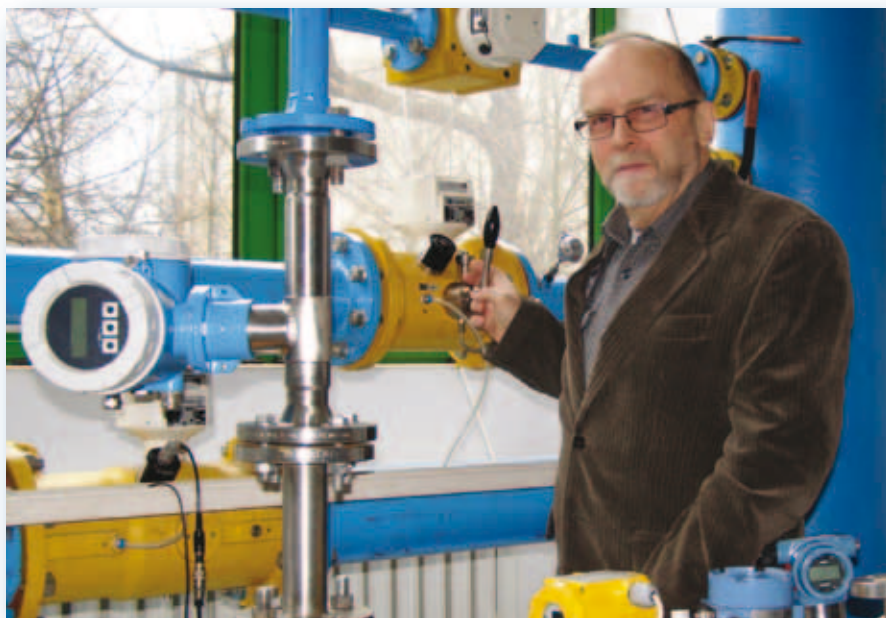
Budowa gazociągu DN300 MOP 4,0 MPa przy wykorzystaniu czołówki spawalniczej Gascontrol Polska.

Ideę zorganizowania II Konferencji Energas 2017 podczas jej otwarcia przedstawił Marcin Przywara, członek zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa oraz prezes firmy Gascontrol Polska. Zaznaczył, iż w ostatnich latach brakowało tego typu spotkań, na które zwróciliby uwagę jednocześnie przedstawiciele uczelni technicznych, 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.

Oprócz wysłuchania referatów uczestnicy konferencji mogli zapoznać się z ekspozycjami firm krajowych i zagranicznych, a także podzielić się uwagami i doświadczeniami podczas dyskusji toczonych zarówno na sali obrad, jak i w kulisach. O potrzebie spotkań związanych z tematyką inżynierii gazownictwa i energetyki gazowej, zrzeszających jednocześnie naukowców, inwestorów, projektantów, wykonawców i dostawców urządzeń, świadczyć może jakże dla nas miła, zgłaszana przez wielu uczestników, chęć przyjazdu za rok na kolejną edycję Konferencji Energas.

Podobnie jak w roku poprzednim, dla wszystkich uczestników konferencji przewidziano możliwość zwiedzenia odrestaurowanych wewnątrz Narodowego Zespołu Zabytkowego – historycznej Rezydencji Prezydentów RP – Zamku w Wiśle.

W tle niekończących się debat o formalnym podziale badań na podstawowe i stosowane funkcjonują ośrodki badawcze i pracują naukowcy, którzy prowadzą badania integralnie związane z ich wdrożeniem. Do takich integralnych twórców bez wątplenia należy dr hab. inż. Mateusz Turkowski, prof. nadzw. na Wydziale Mechatroniki Politechniki Warszawskiej



**M**ateusz Turkowski, absolwent rocznika 1972 Politechniki Warszawskiej na Wydziale Mechaniki Precyzyjnej (obecnie mechatronika), specjalizację zdobył w zakresie urządzeń nawigacyjnych i żyroskopowych. Okazało się, że nie jest to przyszłościowa dziedzina – ówczesne władze nie preferowały przemysłu lotniczego – i wybrał metrologię, jako najbardziej odpowiadającą jego zainteresowaniom. Precyzyjniej mówiąc – w wyniku zainteresowania żeglarstwem i tradycjami lotniczymi w rodzinie zajął się mechaniką płynów, a zwłaszcza pomiarami przepływów. Dość powiedzieć, że jego pierwszym poważnym dziełem, jako młodego pracownika nauki, był dzwonowy zbiornik pomiarowy. Do dzisiaj w Laboratorium Przepływów Głównego Urzędu Miar w Warszawie służy on jako wzorzec najwyższego rzędu objętości przepływającego gazu. Z biegiem czasu zainteresowania doprecyzował w kierunku infrastruktury pomiarowej i diagnostycznej dla rurociągów.

Dalsza aktywność naukowa dotyczyła więc metrologii przepływów. Tematem doktoratu były badania teoretyczne i doświadczalne dotyczące dynamicznych właściwości przepływomierzy, ich zachowania i błędów w warunkach przepływów nieustalonych.

Po doktoracie, głównie przy współpracy z Kopalniami Siarki „Siarkopol” prof. Turkowski z zespołem opracował nową generację przepływomierzy

# Integralność

**Adam Cymer**

z oscylatorem mechanicznym. Badania teoretyczne i eksperymentalne związane z budową nowej generacji przepływomierzy skończyły się wdrożeniem ich produkcji doświadczalnej w warsztatach wydziałowych politechniki. Łącznie wyprodukowano około tysiąca tych przepływomierzy dla „Siarkopolu”, a także dla wielu innych branż. „Siarkopol” sfinansował też w dużym stopniu budowę i modernizację stanowisk niezbędnych do wzorcowania tych przepływomierzy. – Powstało unikalne laboratorium, co w połączeniu z profesjonalnie wyposażonymi warsztatami pozwalało na wiele eksperymentów, prawdziwa kopalnia wiedzy praktycznej dla studentów, prace dyplomowe kończyły się często wykonaniem i badaniami prototypów – wspomina prof. Turkowski. – W moich studenckich czasach zwyczajem były półroczne praktyki w PZO, pracowało się na tokarkach czy frezarkach, wytwarzało się konkretne elementy. Jak się później projektowało, to wiadomo było, jak to będzie robione przez tokarza czy frezera, i zupełnie inaczej podchodziło się do projektowania. A dzisiaj? Prawdziwe zajęcia zastępuje się

symulacjami komputerowymi. Otrzymuję od studentów jakieś fantazyjne rysunki i nie sposób dowiedzieć się, jak to zrobić. Staram się im to perswadować, skłaniać do myślenia, mówię, że nie warto iść na łatwiznę. Próbuję poza wiedzą merytoryczną wpajać studentom to, żeby nie obawiali się trudnych zadań, bo tylko podejmując się trudnych zadań można się rozwijać, zdobywać pozycję i w końcu jakieś godziwe pieniądze. A do robienia rzeczy łatwych jest duża konkurencja i trudno się tu wybić, a poza tym za rzeczy łatwe wynagrodzenie zwykle jest marne. Jakież efekty to przynosi, bo wielu moich studentów robi kariery w przemyśle, nie tylko gazowniczym, a doktoranci mogą się pochwalić prezentacjami na krajowych i światowych konferencjach gazowniczych i publikacjami w czasopiśmie z najwyższej półki.

Ukoronowaniem współpracy z „Siarkopolem” było rozwiązanie niezwykle trudnego problemu pomiaru mieszaniny ciekłej siarki i powietrza. Badania w tym zakresie zakończyły się opracowaniem, opatentowaniem i wdrożeniem instalacji rozdzielającej i mierzącej oba media.

Na początku lat 90. pojawiły się kontakty z sektorem gazowniczym. Systemy pomiarowe w sektorze w tamtych latach to nie był szczyt techniki. Co prawda, pojawili się już na rynku światowi potentaci, ale na co dzień górowała rodzima technika – gazomierze kryzowe, współpracujące z przetwornikami, delikatnie mówiąc nie najwyższej klasy, NRD-owskie gazomierze rotorowe. – *Moja wiedza teoretyczna i znaczne już wówczas praktyczne doświadczenie wtedy się przydawały – mówi prof. Turkowski. – Mogłem wspomagać poszukiwanie nowych rozwiązań technologicznych. W Mazowieckim Okręgowym Zakładzie Gazownictwa, region Warszawa Teren, ówczesny dyrektor, Zygmunt Marszałek, zaproponował mi pół etatu na stanowisku specjalisty ds. technicznych, a następnie już pełny etat kierownika ds. stacji gazowych. To był bardzo pracowity okres, gazyfikowano gminy, budowało się wiele stacji, miałem prawie 100 obiektów wymagających opomiarowania. Później powstała spółka Gazownia Serwis, która przejęła eksploatację stacji i otrzymałem propozycję objęcia funkcji dyrektora pionu stacji gazowych. Mój pion liczył 80 pracowników, 8 brygad terenowych, miałem prawie 300 obiektów pod opieką. W opracowaniu nowej strategii dla pionu bardzo pomogły mi studia podyplomowe w zakresie zarządzania na SGH i w zakresie inżynierii gazowniczej na Wydziale Inżynierii Środowiska PW, u prof. Andrzeja Osiadacza. I powiodło się. Połączyłem i zrestrukturyzowałem 3 wydziały, które wcześniej zajmowały się eksploatacją stacji, wprowadziłem wyspecjalizowane zespoły, efektywność i jakość eksploatacji stacji znacznie się poprawiły, a ja wiele się nauczyłem. Tylko że do dzisiaj nie bardzo rozumiem genezę powstania tej firmy. To był outsourcing obsługi stacji gazowych. Nie pojmuję, jak można outsourcingować podstawową działalność firmy? Można ekipy sprzątające czy transport, ale stacje? Na szczęście, obecnie cofnięto tamte niefortunne decyzje.*

Po trzech latach prof. Turkowski ostatecznie wrócił na Politechnikę Warszawską, z którą zresztą nigdy nie zerwał, ale praca w przemyśle z pewnością zmniejszyła efektywność jego działalności o charakterze akademickim. Szybko to nadrobił, uzyskał habilitację, której te-

matem była optymalizacja przepływomierzy z oscylatorem mechanicznym. Ale doświadczenie z pracy w gazownictwie okazało się bardzo twórcze – pozwalało trafniej identyfikować takie tematy badawcze, które były prawdziwie użyteczne dla sektora gazowniczego. Prof. Turkowski zaprojektował wiele stacji pomiarowych (m.in. dla terminalu LNG w Świnoujściu), opatentował kilkanaście rozwiązań konstrukcyjnych i procesowych. Opracowywał ekspertyzy przerabianych w celu zniżenia wskazań gazomierzy dla spółek dystrybucyjnych i sądów, przyczyniając się do ograniczenia praktyk kradzieży gazu, oceniał dokumentację stacji pomiarowych na gazociągu jamalskim. – *Dużo wysiłku poświęcałem na dalszy rozwój laboratorium pomiarowego przepływów w moim instytucie na Politechnice Warszawskiej – mówi prof. Turkowski. – To laboratorium to dwa stanowiska powietrzne do wzorcowania przepływomierzy: powietrzem atmosferycznym i powietrzem przy wysokim ciśnieniu (do 40 bar), unikalne w skali kraju. Ponadto, wykorzystując środki z przemysłu, zbudowaliśmy stanowisko wodne do wzorcowania przepływomierzy dla cieczy. Doświadczenie w dziedzinie metrologii przepływów okazało się fundamentem do podjęcia kolejnego wielkiego projektu. Około dziesięciu lat temu na branżowej konferencji Top-Gaz w Rogowie odbyła się dyskusja na temat celowości zbudowania w Polsce laboratorium wzorcowania gazomierzy gazem przy wysokim ciśnieniu. Zadania tego podjął się OGP GAZ–SYSTEM S.A., który zlecił mojemu instytucowi wstępne prace studialne co do celowości projektu: czy to się zwróci, czy wzrost dokładności pomiarów przełoży się na lepsze bilansowanie i rozliczanie? Walory techniczne nie podlegają dyskusji – w przypadku gazu wzorcowanie powinno odbywać się w warunkach roboczych, ponieważ charakterystyka większości gazomierzy zmienia się przy zmianach parametrów gazu. Udało się przekonać decydentów i w następnym etapie opracowywałem koncepcję laboratorium oraz uczestniczyłem w kolejnych etapach jego powstawania poprzez projekt, wykonawstwo, a kończąc na nadzorze inwestorskim w zakresie metrologicznym. Laboratorium zbudowane na terenie tłoczni gazu w Hołowczycach jest obecnie na etapie*

odbiorów. *Możemy czuć satysfakcję, bo do tej pory trzeba było wozić gazomierze do nielicznych nawet w Europie laboratoriów – duńskiego Force Technology, niemieckiego pigsar czy holenderskiego Euroloop, w których wzorcowanie kosztuje tysiące euro, niemal tyle co gazomierz, a terminy są wielomiesięczne. A teraz będzie można zaoszczędzić i czas, i pieniądze.*

Laboratorium wzorcowania gazomierzy przy ciśnieniu roboczym przy tłoczni gazu w Hołowczycach okazało się na tyle udanym projektem, że GK PGNiG SA zainteresowała się kolejnym pomysłem, zgłoszonym przez instytut prof. Turkowskiego oraz Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze PGNiG SA. Chodzi o budowę laboratorium badającego różne urządzenia i elementy armatury w warunkach roboczych. Tego typu stanowisko – zbudowane na terenie któregoś z obiektów sieci – umożliwi testowanie wszelkich urządzeń stosowanych w gazownictwie. – *Z dyrektorem CLPB PGNiG SA, Grzegorzem Rosłonkiem, zrobiliśmy plan działań i podzieliiliśmy się zadaniami – mówi prof. Turkowski. – Do końca roku ma powstać koncepcja laboratorium. Jestem przekonany, że to cenna inicjatywa. Wiem z własnego doświadczenia, że często armatura, urządzenia redukcyjne i zabezpieczające nawet od renomowanych firm, nie sprawdzają się w polskich warunkach, na przykład z powodu klimatu. I warto poddać je badaniom. Także nowe technologie, np. odzyskiwania energii podczas redukcji ciśnienia z zastosowaniem turboekspanderów, technologia zimnej redukcji, nowe środki nawaniające itp. będą mogły być skutecznie zweryfikowane. A doświadczenia z Hołowczyc będą bezcenne przy projektowaniu takiego laboratorium badawczego.*

Wiedza prof. Turkowskiego – naukowca – i doświadczenia praktyka w projektowaniu urządzeń i armatury gazowej, sprawdzają się w jednym jeszcze obszarze – normalizacji i standaryzacji procesów i technologii gazowniczych. – *Jestem wyjątkiem na politechnice, bo tyle samo czasu spędzam w polu, co przy biurku – mówi prof. Turkowski. – Począwszy od „Siarkopolu”, poprzez systemy gazociągów, rurociągów paliw ciekłych i ropy, poznałem specyfikę tych instalacji, mam wspólny język z projektantami i realizatorami inwestycji. Wiem, co się da zrobić,*

a co, biorąc pod uwagę specyfikę branży, jest niemożliwe, unikam pomysłów fantastycznych. To ułatwia mi także zadania związane z normalizacją, w pracach normalizacyjnych w PKN, jednego z komitetów ISO, a od 2007 roku w pracach Komitetu Standardu Technicznego przy IGG. Tę ostatnią działalność uważam za cenną, wręcz niezbędną w gazownictwie, w którym skala poważnych zagrożeń jest znacznie wyższa niż np. w wodociągach. Interesują mnie przede wszystkim sprawy pomiarów i rozliczeń (chodzi o miliardy zł w skali roku), ale wspieram też prace nad standardami dotyczącymi prób ciśnieniowych, bo sprawy bezpieczeństwa to też dla mnie tematyka priorytetowa (Safety first!). Ten obszar prac KST oceniam bardzo wysoko.

Tożsamość zawodowa prof. Turkowskiego to połączenie naukowca i praktyka. Traktuje on integralnie oba obszary działalności. – W moim przekonaniu, współpraca nauki i biznesu nabiera tempa na wielu polach wówczas, gdy naukowcy biorą pod uwagę trendy i tendencje wskazywane przez przedsiębiorców, gdy ich uwagi praktyczne włączane są w myślenie i analizy teoretyczne. Biorąc pod uwagę doświadczenia z ubiegania się o granty europejskie, zauważam, że w ocenie tych projektów bierze się obecnie pod uwagę

nie tylko wskaźniki – jak Impact Factor czy indeks Hirscha – ale także doświadczenie przemysłowe wnioskodawcy, podnoszące szanse na wdrożenie. Mam nadzieję, że i u nas uzna się wreszcie, że wdrożenia i badania na rzecz przemysłu będą zaliczane do dorobku i uznawane przez instytucje przyznające stopnie i tytuły naukowe, obok liczby publikacji i doktorantów. Jednak traktując oba obszary swojej aktywności integralnie, z coraz większym niepokojem obserwuję zmiany zachodzące w przemyśle i w biznesie. Drażni mnie i denerwuje subkultura korporacyjna, nieubłagana, bezrozumna. Zdominowana przez prawniczo-finansowe szablony działania, pozbawiająca często głosu i naukowców, i inżynierów. Nawet sprawy czysto techniczne oceniane są przez administrację korporacyjną, a nie przez specjalistów. Kuriozalne jest dla mnie to, że nadzór inwestorski nie jest prowadzony przez pracowników inwestora, a przez wynajętą firmę zewnętrzną. Często naukowcy obwiniają siebie, że nie potrafią dorosnąć do komercjalizacji badań. Obecnie dużo większe szanse na finansowanie badań ma przemysł, większość środków będących w dyspozycji Narodowego Centrum Badań i Rozwoju trafia do przemysłu. Ale i biznes też powinien mocno się zastanowić, czy potrafi

uzdrowić swoje relacje z nauką, kierując część uzyskanych środków na badania do instytucji naukowych.

Te gorzkie refleksje nie zrażają jednak prof. Turkowskiego. Od kilku lat stara się zrealizować swoją *idée fixe* – system rurociągowy transportu artykułów konsumpcyjnych. Obecnie żywność i inne towary sprzedawane zwykle w supermarketach (RTV i inna elektronika, komputery, sprzęt AGD, środki czystości) są transportowane głównie dużymi samochodami ciężarowymi. Szacuje się, że prawie 92% energii niezbędnej do transportowania tych towarów zużywane jest na przemieszczanie się pojazdów, a tylko 8% na przemieszczanie towarów. Koncepcja zastąpienia ciężkich pojazdów lekkimi kapsułami, poruszającymi się w rurociągach bezpośrednio z zakładów przetwórczych i produkcyjnych do centrów logistycznych, hurtowni, supermarketów i większych sklepów, wydaje się więc bardzo interesująca. Około 25% ciężarówek przewozi żywność i inne towary konsumpcyjne. Można wykazać, że po zastąpieniu ich rurociągami możliwe jest zaoszczędzenie miliardów litrów paliw płynnych oraz zmniejszenie o 18% (4 mld t) w skali roku emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery. Trzymamy kciuki za powodzenie.

**Adam Cymer**

## WSPOMNIENIE ŚP. TADEUSZA BIERNATA



Z głębokim żalem przyjęliśmy wiadomość o śmierci naszego wieloletniego Kolegi – Tadeusza Biernata (ur. 1924 – zm. 2017).

Inżynier mechanik po Politechnice Wrocławskiej. Całe swoje długoletnie życie zawodowe związał z polskim gazownictwem. Karierę zawodową rozpoczął w 1949 roku od pracy projektanta w Gazoprojekcie, gdzie pracował do 1969 r., pełniąc kolejno funkcje projektanta i kierownika pracowni w Oddziale

w Poznaniu, a następnie generalnego projektanta i naczelnego inżyniera w Centrali Gazoprojektu we Wrocławiu. W tym czasie był autorem wielu nowatorskich projektów, wymagających posiadania olbrzymiej i wszechstronnej wiedzy merytorycznej i zdolności organizacyjnych. Do najważniejszych można zaliczyć rozbudowę gazowni w Poznaniu i Gdańsku oraz wytwórni dwugazu w Warszawie i Poznaniu.

Brał również udział w opracowaniu koncepcji, ZTE i projektu technicznego gazociągu tranzytowego ZSRR–NRD i na lata 1969–1970 został przeniesiony do Warszawskich Okręgowych Zakładów Gazownictwa na stanowisko kierownika zespołu ds. budowy tego gazociągu w randze zastępcy dyrektora WOZG.

1 stycznia 1971 r. naczelnym dyrektorem Zjednoczenia Przemysłu Gazowniczego w Warszawie powołał inż. Tadeusza Biernata na stanowisko dyrektora Krajowej Dyspozycji Gazem w Warszawie, powierzając mu jego organizację i kierowanie. Opracował program rozwoju systemu gazowniczego dla całego kraju. Prowadził bezpośrednie negocjacje i doprowadził do zawarcia umów na import gazu ziemnego z ZSRR.

Wybudował Branżowy Ośrodek Elektronicznej Techniki Obliczeniowej Przemysłu Gazowniczego w Warszawie.

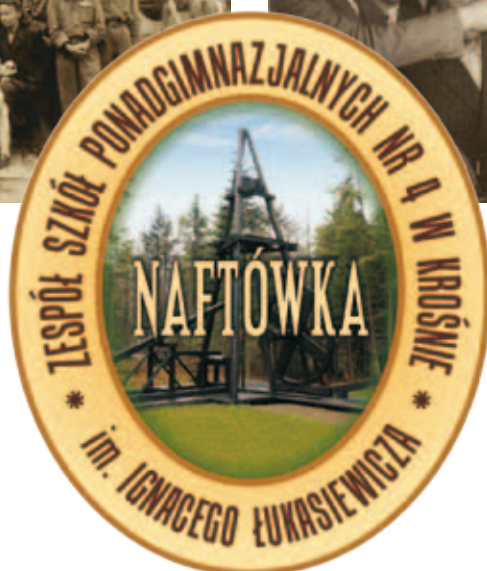
W 1977 r. minister górnictwa powołał inż. Tadeusza Biernata na stanowisko dyrektora ds. inwestycji w Zjednoczeniu Górnictwa Naftowego i Gazownictwa w Warszawie, w którym planował i koordynował całość działań inwestycyjnych przemysłu naftowego i gazownictwa do 30.09.1982 r. W związku z likwidacją zjednoczenia i utworzeniem przedsiębiorstwa państwowego Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo 1 października 1982 r. został powołany na stanowisko zastępcy naczelnego dyrektora – dyrektora ds. technicznych i rozwoju. Funkcję tę pełnił do 30.09.1987 r. Od 1 października 1987 r. do 31 października 1992 r. w ramach PGNiG był dyrektorem w Biurze Krajowego Inwestora Zastępczego dla Inwestycji Surowcowych w ZSRR „Progress”, w ramach którego rozliczał realizację dostaw i robót wykonywanych w ZSRR przez 15-tysięczną załogę z polskich firm w zamian za realizację importu gazu ziemnego do Polski.

Będąc już na emeryturze, zorganizował i stanął na czele konsorcjum polskich firm budowlanych dla budowy jamalskiego gazociągu tranzytowego na terytorium Polski. Zadanie to realizował w latach 1994–1998.

Za swoją pracę zawodową i społeczną wielokrotnie odznaczany, między innymi Krzyżem Kawalerskim Orderu Odrodzenia Polski, Krzyżem Oficerskim Orderu Odrodzenia Polski, Krzyżem Komandorskim Orderu Odrodzenia Polski oraz wieloma odznaczeniami branżowymi i regionalnymi.

Związany przez całe życie zawodowe z gazownictwem, jest wzorem dla kolejnych pokoleń pracowników.

Przyjaciele ze środowiska gazowniczego



Przy 130-letniej historii szkolnictwa naftowego na Podkarpaciu, 70-lecie istnienia obchodzi w tym roku krośnieńska „Naftówka”.

**T**radycja kształcenia naftowego jest bardzo bogata. Początki jego rozwoju wiążą się z osobą twórcy przemysłu naftowego, Ignacym Łukasiewiczem. To on w 1875 roku podjął pierwsze próby utworzenia Szkoły Górniczej w Bóbrce, zakończone niepowodzeniem. Ale już 10 lat później zaowocowały pierwszymi szkoleniami młodych techników i inżynierów w Ropience.

Szkoła Naftowa w Krośnie powstała ponad pół wieku później. Za datę jej narodzin uważa się rok 1947. W marcu odbyły się pierwsze egzaminy wstępne, z końcem sierpnia oficjalnie utworzono Gimnazjum Przemysłowego Kopalnictwa Naftowego w Krośnie, a pierwszym dyrektorem mianowano Kazimierza Pękałskiego. 1 września 1947 roku szkoła rozpoczęła działalność w budynku porafineryjnym, tzw. Domu nad stawkiem przy ul. M. Buczka (obecnie ul. Naftowa).

Historia „Naftówki” to ciąg wielokrotnych zmian siedzib, nazw, programów nauczania i organów prowadzących. Poddawanie szkoły tym procesom wynikało z bieżących potrzeb przemysłu naftowego, zaś dzięki zaangażowaniu i poświęceniu ludzi oddanych sprawie górnictwa naftowego oraz pielęgnowaniu przez nich tradycji szkoła się rozwijała.

Pierwszy egzamin dojrzałości w 1952 roku złożyło 54 absolwentów specjalności wiertnictwo naftowe i eksploatacja złóż ropy i gazu. Już kilka miesięcy później nastąpiła ważna zmiana w historii szkoły – kolejny rok szkolny uczniowie „Naftówki” rozpoczęli w nowym budynku szkoły przy ul. Kolejowej. Nowy budynek po zaledwie dekadzie znowu okazał się niewystarczający dla potrzeb szkoły, dlatego w roku 1965 rozpoczęto budowę kompleksu szkolnego przy ul. Wojska Polskiego 41 (obecnie

Bohaterów Westerplatte 20). Nową siedzibę otwarto w roku 1967, wówczas także nadano szkole imię Ignacego Łukasiewicza. Do dziś miejsce pozostało niezmienione, wielokrotnie jednak szkoła zmieniała nazwę i poszerzała paletę kierunków kształcenia.

Przez 70 lat istnienia „Naftówka” wykształciła 20 tys. absolwentów, którzy pracują dla branży naftowo-gazowniczej w kraju i za granicą. Spoglądając w bogatą historię naszej placówki, wszystkich absolwentów zapraszamy do świętowania zbliżającego się jubileuszu. Bardzo nam zależy na integracji środowiska uczniów oraz na podkreśleniu rangi szkoły w rozwoju branży.

**Magdalena Kandefer**

#### **Uroczystości jubileuszowe odbędą się 16–17 czerwca br.**

Program uroczystości 70-lecia Szkoły Naftowo-Gazowniczej w Krośnie:

#### **16 czerwca 2017**

- 10.00 – msza święta w Bazylice Mniejszej w Krośnie (fara)
- 11.00 – Przemarsz poszczególnych roczników pod pomnik Ignacego Łukasiewicza i złożenie kwiatów
- 12.00 – Przejazd do Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w Bóbrce
- 13.30 – Akademia okolicznościowa: koncert „Absolwenci ukochanej Szkoły”
- 16.00 – Bał Naftowca – studniówka po latach

#### **17 czerwca 2017**

- 10.00 – Okolicznościowa sesja popularnonaukowa
- 10.00–13.00 – Spotkania w klasach

Zgłoszenia przyjmowane są za pomocą formularza zgłoszeniowego na stronie internetowej [naftowka.pl/jubileusz](http://naftowka.pl/jubileusz). Serdecznie zapraszamy!

dokończenie ze str. 8

● **7 lutego br.** Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom przedsiębiorstw zajmujących się przywozem gazu ziemnego do Polski, PGNiG wprowadza do swojej oferty usługę biletową. W ramach świadczonej usługi PGNiG oferuje utrzymanie – na zlecenie klientów – obowiązkowego zapasu gazu ziemnego zgodnie z obowiązującymi w Polsce regulacjami. Zawarte w ofercie PGNiG opcje usługi dają możliwość realizacji obowiązków ustawowych, nałożonych na przedsiębiorcę przywożącego gaz do Polski – na jego zlecenie – w dwóch modelach do wyboru: bez konieczności zakupu przez przedsiębiorcę dodatkowego gazu ziemnego do zmagazynowania lub w oparciu o gaz, który staje się własnością klienta w momencie rozpoczęcia świadczenia usługi. Usługa biletowa oferowana jest na warunkach elastycznych, m.in. w zakresie wielkości zapasu obowiązkowego, jak również okresu jej świadczenia.

● **2 lutego br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo otworzyło biuro handlowe w Londynie – międzynarodowym centrum handlu skroplonym gazem ziemnym (LNG). W ten sposób PGNiG staje się jednym z graczy globalnego rynku obrotu tym surowcem. Biuro działa od 1 lutego 2017 roku. Za utworzenie i jego obsługę odpowiada PGNiG Supply & Trading GmbH (PST), Docelowo londyńskie biuro stanie się dla całej Grupy PGNiG międzynarodowym centrum kompetencji w obszarze LNG oraz głównym ośrodkiem handlowym w zakresie krótko- i średnioterminowych kontraktów na gaz skroplony. Londyńskie biuro będzie aktywnie poszukiwało alternatywnych źródeł dostaw do terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu, aby w jak najbardziej optymalny sposób wykorzystać zarezerwowane dla PGNiG moce tej instalacji.

Adres biura: 48 Dover St., Mayfair, London, W1S 4FF

● **5 stycznia br.** PGNiG SA otrzymało koncesję wydobywczą na złoża Rehman w Pakistanie. Wydał ją pakistański organ koncesyjny Directorate General of Petroleum Concessions (DGPC) z części dotychczasowej koncesji poszukiwawczej Kirthar, obejmującej złoża Rehman i Rizq, która została przyznana PGNiG SA w 2005 roku. Na pozostałej części tej koncesji spółka nadal prowadzi prace poszukiwawcze i widzi realne szanse odkrycia tam trzech kolejnych złóż gazu. Udziałowcami w obu koncesjach – poszukiwawczej i wydobywczej – są PGNiG SA (70%) i Pakistan Petroleum Limited (30%).

**10 lutego br. 23 polskie start-upy technologiczne rozpoczynają akcelerację z MIT Enterprise Forum Poland. Wśród nich znalazły się trzy, którym pomoże Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo.**

Program MITEF Poland – oparty na metodologii akceleracji Massachusetts Institute of Technology – ma przyspieszyć komercjalizację pomysłów technologicznych wybranych start-upów. Ponadto, pięć najlepszych firm będzie miało możliwość wyjazdu na tygodniowy Bootcamp do MIT w Bostonie.

Do programu akceleracyjnego w ramach ścieżki energia, której patronuje PGNiG, w pierwszej rundzie akceleracji zakwalifikowali się:

■ **SEP Innovation**

Oferuje sensory i oprogramowanie do przetwarzania danych z liczników energii. Mentorem zespołu został Jacek Brzozowski, dyrektor Biura Rozwoju Oferty, Departament Strategii i Rozwoju, PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

■ **Vortex Oil Engineering**

Oferuje zwiększenie wydajności wydobywania ropy naftowej ze złóż poprzez mechaniczną zmianę właściwości wody technicznej i zmniejszenie jej zużycia na złożu. Opiekę nad zespołem sprawuje Andrzej Maksym, główny specjalista, Oddział Geologii i Eksploatacji, PGNiG SA.

■ **Predictail**

Projekt pozwala na przewidywanie usterek dużych maszyn za pomocą analizy Big Data. Głównym mentorem będzie Stanisław Jasnosz, główny specjalista ds. zarządzania operacyjnego w Departamencie Infrastruktury/Biurze Rozwoju Systemów Infrastrukturalnych i Analiz, Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o., a mentorami wspierającymi zostali Jakub Żuchowicki, dyrektor Departamentu Rozwoju w Polskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o., oraz Andrzej Maksym, główny specjalista, Oddział Geologii i Eksploatacji, PGNiG SA.

\* \* \*

Do 15 maja trwa nabór do kolejnej rundy akceleracyjnej w ramach programu MIT Enterprise Forum Poland. PGNiG odpowiada w nim za ścieżkę „Energia”, a skorzystać z programu mogą młode firmy z branży energetycznej.

Pełna lista zainteresowań wszystkich spółek z Grupy PGNiG dostępna jest pod adresem <http://mitfpoland.org/applications/>

Obecnie – na etapie wstępnego zagospodarowania – produkcja gazu ze złóż Rehman i Rizq wynosi 0,5 mln m<sup>3</sup> na dobę. Według szacunków spółki, po zakończeniu prac zmierzających do pełnego zagospodarowania obu tych złóż wydobyte może wynieść 2,5 mln m<sup>3</sup> na dobę.

**23 stycznia br.** IVECO Stralis NP, pierwszy samochód ciężarowy napędzany gazem, przeznaczony do eksploatacji na dalekich trasach, został wybrany „Projektem roku” w ramach European Gas Awards of Excellence 2017. Wyróżnienie przyznano w trakcie Europejskiej Konferencji Gazowej, czyli dorocznego spotkania przedstawicieli europejskiej branży gazowej, zorganizowanego w Wiedniu 23–25 stycznia 2017 roku. Tegoroczna konferencja zgromadziła ponad 450 przedstawicieli władz lokalnych i liderów branży oraz ponad 80 producentów gazu, którzy omawiali problemy związane z przyszłością energetyczną Europy.





# XVII Mistrzostwa

## Branży Gazowniczej i Naftowej w Narciarstwie Alpejskim

W okresie 12–15 stycznia spotkaliśmy się na Mistrzostwach Branży Gazowniczej i Naftowej w Narciarstwie Alpejskim, zorganizowanych przez Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji „Alpejczyk”. W tym roku, po kilku latach przerwy, powróciliśmy do hotelu Perła Południa w Ryttrze. Oprócz zawodów narciarskich, które – tak jak w ubiegłych latach – zostały rozegrane na stoku RyterSKI Raj, wzięliśmy także udział w wielu imprezach towarzyszących, artystycznych oraz problemowych, jak warsztaty zorganizowane przez Agencję Rozwoju Przemysłu, prowadzone przez Bartosza Sokolińskiego pod hasłem „Strategia i rozwój innowacyjności w przedsiębiorstwach”. Gośćmi naszego spotkania byli: Katarzyna Gierczak-Grupińska, reprezentująca Fundację Firm Rodzinnych, oraz Andrzej Sadowski, publicysta gospodarczy, prezydent Centrum im. Adama Smitha.

Zawodnicy biorący udział w zawodach zostali podzieleni na dwie grupy wiekowe w kategorii kobiet i trzy grupy w kategorii mężczyzn. Zwycięzcy otrzymali puchary i nagrody rzeczowe, ufundowane przez sponsorów mistrzostw. Bardzo dziękujemy wszystkim uczestnikom, sponsorom i artystom biorącym udział w tym ważnym dla nas corocznym wydarzeniu.

**Włodzimierz Kleniewski**

WYNIKI		
Kobiety Grupa I		
1. miejsce	Małgorzata Putowska	GAZ–SYSTEM, Warszawa
2. miejsce	Maria Kolata	PGNiG SA Oddział Zielona Góra
3. miejsce	Gabriela Piątek	INNSOFT sp. z o.o., Warszawa
Kobiety Grupa II		
1. miejsce 1	Urszula Pyszko	ANTICOR BOHEMIA, Otrawa

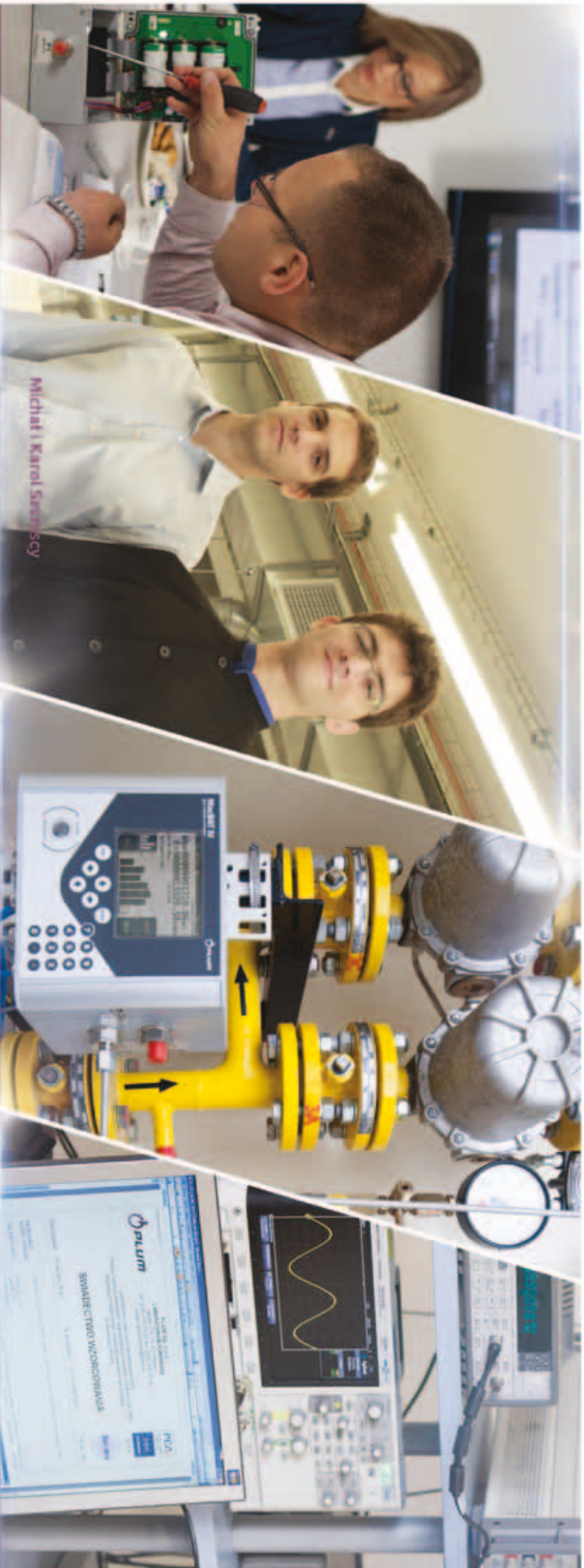
2. miejsce	Agnieszka Stajer	GAZ–SYSTEM, Warszawa
3. miejsce	Magdalena Krzanowska	PGNiG SA Oddział Sanok
Mężczyźni Grupa I		
1. miejsce	Jan Pezda	GAZ–SYSTEM, Warszawa
2. miejsce	Artur Warzyński	EuRoPol Gaz, Warszawa
3. miejsce	Pavel Pyszko	ANTICOR BOHEMIA, Ostrawa
Mężczyźni Grupa II		
1. miejsce	Paweł Tarapacki	PGNiG SA Oddział Sanok
2. miejsce	Rafał Kawa	PGNiG Obrót Detaliczny, Warszawa
3. miejsce	Paweł Bałła	PGNiG Obrót Detaliczny, Warszawa
Mężczyźni Grupa III		
1. miejsce	Jan Wielowiejski	GAZ–SYSTEM, Warszawa
2. miejsce	Mariusz Świątkiewicz	GAZ–SYSTEM, Warszawa
3. miejsce	Bartłomiej Cieśla	PGNiG Obrót Detaliczny, Warszawa
Klasyfikacja drużynowa		
1. miejsce	GAZ–SYSTEM, Warszawa	
2. miejsce	PGNiG SA Oddział Sanok	
3. miejsce	PGNiG Obrót Detaliczny, Warszawa	
4. miejsce	PGNiG SA Oddział Zielona Góra	
5. miejsce	EuRoPol Gaz, Warszawa	
6. miejsce	ANTICOR BOHEMIA, Ostrawa	



# Potencjał do współpracy

Kompleksowe rozwiązania wspierające proces dystrybucji mediów

Dowiedz się więcej na [www.plummac.com](http://www.plummac.com)



Badania

Rozwój

Urządzenia do pomiaru gazu

Usługi Laboratorium Akredytowanego