

czerwiec 2017

# Przegląd gazowniczy

nr 2 (54)

cena 15 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Stajemy się graczem  
na światowym rynku LNG

Temat wydania:

**POTENCJALNE KIERUNKI  
ROZWOJU RYNKU GAZU**

EXPO  GAS

Targi Kielce

ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464



9 771732 465717 6 02





zapraszają do udziału

w XIII edycji programu podyplomowych studiów menedżerskich

# MASTER OF BUSINESS ADMINISTRATION dla firm branży energetycznej

Jeden z najlepszych programów MBA w Polsce.

Prowadzony od 1991 r.

Dyplom uznawany na całym świecie.

Walidowany przez znaną europejską szkołę biznesu.



Aix-Marseille Graduate  
School of Management  
Aix\*Marseille Université

Studia MBA prowadzone przez IGG mają charakter programu Executive. Podstawą przyjęcia na studia jest wynik rozmowy kwalifikacyjnej, której termin uzgodniony zostanie po otrzymaniu kompletu dokumentów (w tym kopii dyplomu ukończenia studiów wyższych i zaświadczenia o zatrudnieniu). Rozmowa kwalifikacyjna i wykłady prowadzone są w języku polskim.

Studia trwają 4 semestry (dwa lata, ok. 20 zjazdów). Zajęcia odbywają się raz w miesiącu podczas 3-dniowych sesji (czwartek-sobota), a rozpoczną się w październiku 2017 r.

Więcej informacji na [www.igg.pl](http://www.igg.pl)

„Tematem wydania” bieżącego numeru naszego kwartalnika uczyniliśmy „potencjalne kierunki rozwoju rynku gazu ziemnego w Polsce”. Są ku temu ważne podstawy. Po pierwsze, dokonął się kolosalny postęp w zakresie bezpieczeństwa dostaw i zróżnicowania jego kierunków, przede wszystkim za sprawą terminalu LNG. Polska dołączyła do elitarnego grona państw handlujących LNG na rynku światowym i planuje powiększyć potencjał gazoportu, aby to paliwo miało znacznie większy udział w rodzimym, a także rynku ościennym. To bardzo ważne, nie tylko dlatego że wreszcie mamy konkurencyjną ofertę w tak dużym wymiarze, że dominujący dostawca ma znacznie ograniczone możliwości wywierania presji cenowej.

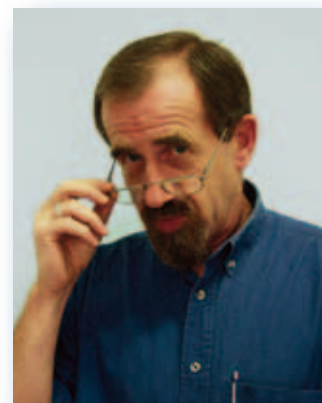
To ważne również dlatego, że technologiczne możliwości wykorzystania LNG pozwalają kreować całkowicie nowe rynki odbiorców. Dotyczy to zarówno odbiorców komunalnych jak i biznesowych. Ci pierwsi zyskują możliwość dostępu do „błękitnego paliwa” poprzez zasilanie LNG „wyspowych” stref dystrybucyjnych, bez konieczności oczekiwania na zrealizowanie kosztownych i czasochłonnych inwestycji w sieci gazowe.

Dla odbiorców komercyjnych ten aspekt jest równie ważny, bo przecież wiele sektorów gospodarki, dla których paliwem do produkcji powinien być gaz ziemny, usytuowanych jest w regionach, gdzie klasycznych sieci przesyłowych nie ma, a z powodu rosnących wymogów ochrony środowiska konieczne są decyzje, by przejść na paliwo bardziej ekologiczne.

I wreszcie w sektorze komercyjnym pojawiają się zupełnie nowe obszary, na których LNG zaczyna znaczyć coraz więcej – transport drogowy, morski i śródlądowy, a zapewne wkrótce kolejowy. Tu również o tempie rozwoju tych rynków decydować będzie ekologia, ale im wyższe będą restrykcje środowiskowe, także ekonomia zacznie decydować o wyborze paliwa gazowego.

Sektor gazowniczy w Polsce dysponuje coraz większym i całkowicie bezpiecznym potencjałem rozwojowym. Jest również technicznie i technologicznie w czołówce światowej. Ostatnie decyzje PGNiG SA, by postawić na innowacyjność – poprzez takie inicjatywy jak inkubator start-upów InnVento

czy otwarcie powołanego przy IGG pierwszego w Polsce Międzynarodowego Centrum Doskonałości w zakresie Metanu z Kopalń Węgla – to gwarancja, że sektor gazowniczy buduje solidne zaplecze naukowe dla rozwoju. I jako taki stawać się będzie coraz ważniejszym graczem w krajowej energetyce, a jego pozycja w naszym miksie energetycznym musi rosnąć. I to jest kluczowy aspekt sprawy. Krajowy sektor gazowniczy w ostatnich latach podlegał tak ważnym przemianom strukturalnym, rynkowym, że jest w stanie sprostać wyzwaniom polskiej gospodarki. Musi jednak pozyskać głównego sojusznika – kreatorów krajowej polityki energetycznej. Pojawiają się wreszcie sygnały, że to jest możliwe. Na konferencji problemowej, towarzyszącej tegorocznym targom techniki gazowniczej w Kielcach, dyrektor generalny Ministerstwa Energii podkreślił, że gaz ziemny w polityce energetycznej Polski może odegrać znaczącą rolę. Polska jest krajem, w którym obecnie gaz ma przyszłość, bo urzeczywistnia się paradygmat dywersyfikacji oraz stworzenie fundamentów rynkowych pozwalających na funkcjonowanie prawdziwie konkurencyjnego rynku, opartego na solidnych fundamentach w zakresie źródeł gazu. Ministerstwo Energii wysyła kolejne, coraz liczniejsze komunikaty, że wrócimy do tematu energetyki odnawialnej, a tam również pozycja gazownictwa powinna być znacząca. Wróciła również kwestia kogeneracji, znowu stała się przedmiotem dialogu ustawodawcy z branżą gazowniczą, ciepłowniczą i energetyczną. Gaz ziemny sprzyja polityce klimatycznej. Jeśli poprawia się klimat dla gazownictwa, to będzie to z korzyścią dla polskiej gospodarki.



Adam Cymer  
redaktor naczelny

#### **RADA PROGRAMOWA** „Przeglądu Gazowniczego”

Teresa Laskowska, IGG – przewodnicząca

Grzegorz Romanowski, wiceprzewodniczący

Zbigniew Kajdanowski, PGNiG SA

Ewa Kukulska-Zajac, INiG-PIB

Sławomir Lizak, EuRoPol GAZ s.a.

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

Piotr Wojtasik, GSP sp. z o.o.



**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.

## TEMAT WYDANIA

- 8 **Wzrost zużycia gazu w energetyce wydaje się nieuchronny.** Prof. dr Konrad Świrski analizuje nowe standardy emisyjne UE
- 11 **Zasilanie LNG „wyspowych” stref dystrybucyjnych.** Wojciech Grządzielski i Maciej Kozłowski z PSG o alternatywnych możliwościach dostarczania gazu
- 14 **Wyzwania rynku CNG/LNG.** Dyrektor Adam Simonowicz z PGNiG OD o perspektywach rozwoju rynku

## NASZ WYWIAD

- 16 **Stajemy się graczem na światowym rynku LNG.** Rozmowa z Ireneuszem Łazorem, dyrektorem Biura PGNiG SA w Londynie



16

## PUBLICYSTYKA

- 18 **Rynek mocy – nowe otwarcie dla polskiej elektroenergetyki.** Mec. Maciej Szambelańczyk analizuje nową wersję ustawy o rynku mocy
- 20 **Gazownictwo wobec ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych.** Radcy prawni Adam Wawrzynowicz i Tomasz Brzeziński o nowych obowiązkach OSD

## TECHNOLOGIE

- 22 **InnVento już działa.** Anna Trojanowska o inkubatorze dla start-upów, który zainaugurował działalność w nowej siedzibie w Centrali PGNiG SA
- 48 **Metan – wyzwanie polskiego górnictwa.** Witold Nieć o uroczystości otwarcia powołanego przy IGG pierwszego w Polsce Międzynarodowego Centrum Doskonałości w zakresie Metanu z Kopalń Węgla.
- 52 **Bezpieczeństwo użytkowania instalacji gazowych.** Tomasz Minor z INiG-PIB o statystyce katastrof budowlanych w kontekście użytkowania gazu ziemnego

## EXPO-GAS 2017

- 24 **Gaz ziemny ma przyszłość w Polsce.** Wystąpienie Ernesta Chołuja, dyrektora generalnego Ministerstwa Energii na konferencji podczas targów EXPO-GAS 2017.
- 26 Relacja z konferencji problemowych i warsztatów technicznych towarzyszących targom EXPO-GAS 2017
- 30 Fotoreportaż z IX Targów Techniki Gazowniczej EXPO-GAS 2017

## PGNiG SA

- 36 **Pierwsze start-upy pod patronatem PGNiG SA**

## POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 38 **Wdrożenie systemu zarządzania ryzykiem korporacyjnym w PSG**
- 41 **PSG uruchomi Centrum Badań i Rozwoju w Rzeszowie**

## GAZ-SYSTEM S.A.

- 42 **Laboratorium Wzorcowania Gazomierzy**

## GAS STORAGE POLAND

- 44 **Potencjał magazynowy**

## EuRoPol GAZ s.a.

- 46 **EuRoPol GAZ s.a. sprzymierzeńcem środowiska**

## OSOBOWOŚĆ

- 56 **Adam Cymer kreśli sylwetkę Arkadiusza Chmielewskiego**



30



56

# Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Drugi kwartał bieżącego roku obfitował w ważne wydarzenia dla Izby Gospodarczej Gazownictwa.

12 kwietnia 2017 r. w Warszawie odbyło się **Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków IGG**. ZWZC, przyjmując sprawozdanie z działalności oraz finansowe IGG za rok 2016, podsumowało czteronasty rok działalności IGG i wyznaczyło kierunki i cele na rok 2017. Wszyscy członkowie Zarządu IGG i Komisji Rewizyjnej IGG uzyskali absolutorium ZWZC IGG.

26–27 kwietnia 2017 r. przedstawiciele administracji państwowej oraz szeroko pojętej branży gazowniczej wzięli udział w organizowanych przez IGG **IX Targach Techniki Gazowniczej EXPO-GAS 2017**. Na powierzchni ponad 2600 m<sup>2</sup> 112 firm produkcyjnych i usługowych z Polski i zagranicy promowało innowacyjne rozwiązania i najnowsze osiągnięcia techniczno-technologiczne w gazownictwie i elektroenergetyce. Targi po raz kolejny stały się ważnym forum wymiany informacji i dyskusji na aktualne dla branży gazowniczej tematy. W trakcie konferencji pod hasłem: „**Gaz ziemny jako wsparcie dla bezpieczeństwa rynku energii i ochrony środowiska**” omówiono kwestie dotyczące kogeneracji gazowej oraz perspektyw i szans na rozwój rynku LNG i CNG w Polsce. W drugim dniu targów odbyły się warsztaty z zakresu standaryzacji technicznej. Podczas uroczystej gali, podsumowującej Targi EXPO-GAS 2017, najlepsze produkty zostały uhonorowane medalami i wyróżnieniami Komisji Konkursowej Targów EXPO-GAS 2017. W trakcie gali wręczono również odznaczenia honorowe IGG oraz – z okazji jubileuszu 10-lecia Komitetu Standardu Technicznego – odznaczenia resortowe osobom o szczególnych zasługach dla branży gazowniczej, zwłaszcza w standaryzacji technicznej IGG. Absolwenci X edycji studiów MBA odebrali dyplomy (szerzej o targach na stronach 26–33).

7–9 czerwca 2017 r. w Katowicach odbyła się uroczystość otwarcia powołanego przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa pierwszego w Polsce **Międzynarodowego Centrum Doskonałości w zakresie Metanu z Kopalń Węgla (ICE-CMM)**. Centrum zostało utworzone i działa pod auspicjami i w ścisłej współpracy z Europejską Komisją Gospodarczą Narodów Zjednoczonych (UNECE) oraz jej Grupą Ekspertów ds. Metanu z Kopalń. Polskimi założycielami powstałego przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa ICE-CMM są: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG), Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy (PIG-PIB), Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy (INiG-PIB) oraz Główny Instytut Górnictwa (GIG). Centrum będzie skupiać ekspertów pracujących nad nowymi metodami odzyskiwania i wykorzystywania metanu z kopalń. Nowe rozwiązania mają nie tylko zwiększyć bezpieczeństwo górników i zakres ochrony środowiska, ale również podnieść efektywność górnictwa, przyczyniając się do realizacji celów zrównoważonego rozwoju ONZ (szerzej na stronach 48–49).

Jednym ze statutowych celów IGG jest propagowanie nowoczesnej wiedzy techniczno-ekonomicznej oraz współdziałanie w ustalaniu programów rozwoju branży gazowniczej m.in. poprzez wspieranie i promowanie działalności innowacyjnej oraz wynalazczości. Realizując powyższe, IGG w czerwcu 2017 r. podpisała „Porozumienie o partnerstwie w programie InnVento”. Celem programu **Inkubatora Innowacyjności PGNiG SA dla start-upów InnVento**, którego uroczyste otwarcie nastąpiło 21 czerwca 2017 r. w Warszawie, jest zapewnienie wsparcia przy wdrażaniu projektów innowacyjnych, a także poszukiwanie technologicznych rozwiązań dla najpilniejszych wyzwań stojących przed branżą energetyczną poprzez połączenie doświadczenia korporacji funk-

cjonującej na międzynarodowym rynku z innowacyjnym podejściem młodych przedsiębiorców i naukowców. InnVento to pierwsza tego typu inicjatywa w sektorze naftowo-gazowniczym w Polsce (więcej na [www.InnVento.pl](http://www.InnVento.pl)).

W ostatnim kwartale IGG opiniowała również wiele aktów prawnych. W tej kwestii przekazała do właściwych ministerstw i urzędów państwowych uwagi firm członkowskich do:

- projektów rozporządzeń ministra edukacji narodowej:
  - w sprawie ramowych statutów: publicznej placówki kształcenia ustawicznego, publicznej placówki kształcenia praktycznego oraz publicznego ośrodka dokształcania i doskonalenia zawodowego,
  - zmieniającego rozporządzenie w sprawie egzaminów czeladniczego, mistrzowskiego oraz sprawdzającego, przeprowadzanych przez komisje egzaminacyjne izb rzemieślniczych,
  - w sprawie przypadków, w jakich do publicznej lub niepublicznej szkoły dla dorosłych można przyjąć osobę, która ukończyła 16 albo 15 lat, oraz przypadków, w jakich osoba, która ukończyła ośmioletnią szkołę podstawową może spełniać obowiązek nauki przez uczęszczanie na kwalifikacyjny kurs zawodowy,
  - w sprawie szczegółowych warunków i sposobu przeprowadzania egzaminu potwierdzającego kwalifikacje w zawodzie,
  - w sprawie praktycznej nauki zawodu,
- projektu ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych,
- projektu ustawy o zmianie ustawy o podatku od towarów i usług oraz niektórych innych ustaw,
- projektu rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie przeznaczenia pomocy publicznej, udzielanej w formie ulg w wykonaniu administracyjnej kary pieniężnej, na restrukturyzację przedsiębiorców oraz szczegółowych warunków udzielania tych ulg,
- projektu rozporządzenia ministra energii w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi,
- projektu rozporządzenia ministra edukacji narodowej w sprawie kształcenia ustawicznego w formach pozaszkolnych.

IGG realizuje również spotkania zainteresowanych przedstawicieli firm członkowskich IGG z członkami Prezydium Zarządu IGG. Odbyły się trzy takie spotkania, a kolejne są zaplanowane.

W połowie czerwca Izba Gospodarcza Gazownictwa oraz Gdańska Fundacja Kształcenia Menedżerów wraz z Uniwersytetem Gdańskim, we współpracy z IAE Aix-En-Provence Graduate School of Management, jako instytucją walidującą, uruchomiły rekrutację do XIII edycji programu podyplomowych studiów menedżerskich Master of Business Administration dla firm branży naftowej, gazowniczej, energetycznej i ciepłowniczej. Studia MBA mają charakter programu Executive. Trwają 4 semestry (dwa lata, ok. 20 zjazdów). Zajęcia odbywają się raz w miesiącu podczas 3-dniowych sesji (czwartek-sobota). Szczegółowe informacje, w tym program i formularz zgłoszeniowy, znajdują Państwo na stronie internetowej [www.igg.pl](http://www.igg.pl).

Przed nami oczekiwany letni, wakacyjny czas. Życzymy wszystkim wspaniałego wypoczynku, ciekawych, pełnych niezapomnianych wrażeń podróży.



Agnieszka Rudzka



● **30 czerwca.** Polska Spółka Gazownictwa podpisała w Opolu 18 kolejnych listów intencyjnych w sprawie współpracy z gminami z województwa opolskiego. 30 czerwca listy podpisali przedstawiciele gmin: Baborów, Głogówek, Głubczyce, Głuchołazy, Gogolin, Kolonowskie, Krapkowice, Leśnica, Olesno, Otmuchów, Prudnik, Strzeleczyki, Wołczyn, Branice, Grodków, Skoroszyce i Cisek oraz Popielów. Podczas spotkania w opolskim Urzędzie Wojewódzkim Adrian Czubak, wojewoda opolski, mówił o dużym znaczeniu gazyfikacji dla rozwoju całego regionu. Zwrócił także uwagę na to, że niezbędna jest dobra współpraca samorządów w tym zakresie, bowiem to burmistrzowie i wójtowie gmin wiedzą najlepiej, jakie są oczekiwania mieszkańców. PSG od lipca 2016 roku organizuje spotkania z samorządowcami, czego efektem są listy intencyjne o współpracy między spółką a gminami. Do tej pory podpisano ich w całym kraju ponad 430, w tym 36 w województwie opolskim. Stopień gazyfikacji Opolskiego wynosi 59%, na 71 gmin zgazyfikowane są 42.

● **29 czerwca br.** PGNiG TERMIKA SA oraz konsorcjum Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH, Mitsubishi Hitachi Power Systems Ltd, Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe Ltd. oraz Polimex-Mostostal SA podpisały umowę na dostawę i montaż bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Żerań w Warszawie. Wartość kontraktu wynosi 1,6 mld zł brutto. Budowa ma się zakończyć w 2020 roku. Dzięki inwestycji produkcja energii elektrycznej w elektrociepłowni zwiększy się o ok. 80 procent. – *Budowa nowego bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Żerań jest ważną inwestycją w polską energię. Ma istotne znaczenie dla wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego aglomeracji warszawskiej. Dzięki zastosowaniu wysokosprawnych, najnowocześniejszych technologii gazo-*

*wych, nowy blok pozwoli nam spełnić najostrejsze europejskie kryteria ochrony środowiska, tj. wymagania dyrektywy ws. emisji przemysłowych oraz wymogi BAT. Odczuwalnie wzrośnie jakość powietrza w Warszawie – powiedział Wojciech Dąbrowski, prezes PGNiG TERMIKA SA.*

● **29 czerwca br.** Zwyczajne Walne Zgromadzenie Towarowej Giełdy Energii SA powołało Pawła Ostrowskiego na stanowisko prezesa zarządu nowej, wspólnej kadencji. Obecnie w składzie Zarządu TGE są: Paweł Ostrowski, prezes zarządu, oraz Dagmara Gorzelana, członek Rady Nadzorczej TGE, oddelegowany do czasowego wykonywania czynności wiceprezesa zarządu Towarowej Giełdy Energii S.A.

● **22 czerwca br.** Maciej Bando, prezes Urzędu Regulacji Energetyki, uczestniczył w uroczystości inauguracyjnej polskiego Stowarzyszenia Młodzi Liderzy w Energetyce (MLE). W ramach inauguracji odbyła się debata z udziałem Macieja Bando, Michała Kurtyki, podsekretarza stanu w Ministerstwie Energii, Joanny Maćkowiak-Pandery, prezesa Forum Energii, oraz Lidii Grzegorzczak z CEO Smart Fuse, pt. „Pod prąd – możliwości rozwoju młodych osób w sektorze energetycznym”, podczas której uczestnicy dyskutowali o sytuacji oraz perspektywach rozwoju młodych ludzi w sektorze energetycznym w Polsce.

● **21 czerwca br.** Grupa Azoty S.A. oraz jej spółki zależne zawarły umowy na sprzedaż paliwa gazowego z PGNiG SA. Umowy dotyczą dostaw paliwa gazowego od 1 października 2018 roku do 30 września 2020 roku, z opcją przedłużenia na kolejne dwa lata – do 30 września 2022 roku. Ich podpisanie zostało połączone ze skróceniem do 30 września 2018 r. okresu trwania poprzednich umów. – *Podpisanie no-*



8 czerwca br. do Świnoujścia przybył pierwszy transport gazu LNG ze Stanów Zjednoczonych (więcej na str. 50).



Inauguracja Międzynarodowego Centrum Doskonałości w Dziedzinie Metanu z Kopalń (więcej na str. 48).

wych umów z PGNiG jest dla Grupy Azoty gwarancją wieloletniego bezpieczeństwa i ciągłości dostaw jednego z najważniejszych surowców. Zakontraktowane zobowiązania stanowią strategicznie istotną kwestię dla największego krajowego odbiorcy gazu, którym jest Grupa Azoty. Negocjując kontrakt z PGNiG jako zintegrowana grupa kapitałowa, uzyskaliśmy efekt synergii, maksymalnie optymalizując koszty i warunki zakupu. Dla Grupy Azoty szczególnie istotne są dwa aspekty zawartych kontraktów. Pierwszy to atrakcyjna cena oraz sposób jej kalkulacji, którego podstawą są rynkowe wartości giełdowych indeksów cen gazu. Drugi to łączne traktowanie umów zawartych przez spółki Grupy Azoty, jako nierozłącznych elementów transakcji z PGNiG. Dzięki temu możliwe jest zintegrowane rozliczanie wolumenów kupowanego surowca – powiedział Tomasz Hinc, wiceprezes zarządu Grupy Azoty. Całkowita wartość nowych umów w przypadku ich obowiązywania przez 4 lata może wynieść około 7 mld zł.

● **6 czerwca br.** Operatorzy polskiego i duńskiego systemu przesyłowego gazu ziemnego – spółki GAZ–SYSTEM S.A. i Energinet – uruchomiły wiążącą procedurę *Open Season* dla projektu Baltic Pipe. Energinet i GAZ–SYSTEM zapraszają wszystkich uczestników rynku do wzięcia udziału w procedurze *Open Season 2017*, która umożliwi składanie wiążących ofert na nowe zdolności przesyłowe w ramach planowanego projektu Baltic Pipe. Studium wykonalności dotyczące punktu połączenia międzysystemowego Baltic Pipe Polska–Dania dowodzi, że projekt jest możliwy do wykonania i mógłby przynieść korzyści społeczne i gospodarcze – zarówno Danii, jak i Polsce – pod warunkiem pojawienia się zapotrzebowania rynkowego. Studium wykonalności było współfinansowane przez

Komisję Europejską w ramach Programu „Łącząc Europę” – CEF (Connecting Europe Facility).

● **31 maja br.** GAZ–SYSTEM S.A. podpisał umowę z firmą G-Drilling S.A. na wykonanie dwóch otworów badawczych w wysadzie solnym Damasławek (województwo kujawsko-pomorskie). Wyniki badania zdecydują o przydatności złoża pod planowany podziemny magazyn gazu. – *Badania rozpoznawcze polegać będą na wykonaniu dwóch otworów wiertniczych do głębokości ok. 1800 metrów oraz przeprowadzeniu wielu pomiarów i analiz. Dzięki temu ustalimy budowę geologiczną złoża, w tym jego właściwości chemiczne i fizyczne oraz warunki hydrogeologiczne* – powiedział Paweł Jakubowski, dyrektor Pionu Rozwoju GAZ–SYSTEM. W przyszłym roku, po ostatecznym odbiorze prac badawczo-rozpoznawczych i dokonaniu analiz ekonomiczno-inwestycyjnych, GAZ–SYSTEM podejmie decyzję biznesową o budowie podziemnego magazynu gazu. Jego powstanie wpisuje się w strategiczne plany spółki, która zamierza rozszerzyć zakres świadczonych usług o obszar magazynowania paliw gazowych.

● **25 maja br.** Imponujące wyniki PGNiG w pierwszym kwartale 2017 roku. Rekordowy wynik EBITDA pierwszego kwartału – w wysokości 2,77 mld zł – jest o 16% wyższy r/r. Po pierwszych trzech miesiącach 2017 roku PGNiG osiągnęło 11,65 mld zł przychodów, co stanowi wzrost o 672 mln (6%) w stosunku do analogicznego okresu 2016 roku. Grupa odnotowała jednocześnie dynamiczny wzrost wolumenu sprzedaży gazu ziemnego (11% r/r) i dystrybucji gazu (13% r/r). – *Bardzo dobre wyniki w pierwszym kwartale 2017 roku to efekty nowej*

dokończenie na str. 58



# Wzrost zużycia gazu w energetyce wydaje się nieuchronny

Konrad Świrski

Dyrektywa IED i dokumenty referencyjne (BREF) są zagrożeniem dla polskiej energetyki czy szansą dla gazu?

W dzisiejszych czasach ochrona środowiska i zmniejszanie emisji zanieczyszczeń z obiektów przemysłowych są czymś oczywistym. Jednak rzadko zdajemy sobie sprawę z tego, że jeszcze w pierwszej połowie XX wieku wcale tak nie było. Na wykładach z upodobaniem pokazuję studentom zdjęcia Pittsburgha w USA z lat 40. i 50. ub.w., na których w letnie popołudnie (!) lub jesienny ranek widać zapalone uliczne latarnie ze względu na smog i duże zanieczyszczenie. Wieżowce wybudowano tam wcześniej, ale były całkowicie zakryte chmurami dymów i pyłów. Traktowano to jako coś zupełnie normalnego i właściwie codziennego, a nieliczni protestujący nie mieli żadnego wpływu na ustawy, regulacje rządowe i ograniczenie zanieczyszczeń.



Źródło: <http://crossroads.newsworks.org/>

Zmienił to trochę tzw. incydent w Donorze – małym, kilkunastotysięcznym przemysłowym miasteczku, położonym w dolinie, 25 mil na południe od Pittsburgha, w którym w październiku 1948 roku nastąpiła katastrofa ekologiczna. Inwersja temperatur spowodowała długotrwałe utrzymywanie się smogu, skutkiem czego prawie połowa populacji miasta doświadczyła groźnych skutków chorobowych, a wkrótce ponad 20 osób zmarło. Dzisiaj istnieją też przypuszczenia, że smog i zanieczyszczenia związane były z awarią w okolicznej hucie cynku



Źródło: <http://www.pittsburghmagazine.com/> – zanieczyszczenia w Pittsburghu, proszę zwrócić uwagę na godzinę na zegarze: 8.40 rano.

i emisją trujących substancji. Incydent nagłośniono i wkrótce, w 1955 roku, pojawił się dokument o nazwie „Air Pollution Control Act”. W kolejnych latach próbowano wdrożyć pierwsze regulacje środowiskowe, a finalnie, w 1970 roku, obowiązywały już „Clean Air Act” i kompleksowe podejście do ochrony środowiska. Emisję zaczęto kontrolować zarówno w USA, jak i w Europie, i z wolna stan powietrza w tych obszarach zaczął się poprawiać. Należy pamiętać, że dominujący do XXI wieku w energetyce światowej węgiel to zarówno zanieczyszczenia cząstek stałych, emisja  $SO_2$  i  $NO_x$ , jak i rtęć, którą zaczęto zauważać i kontrolować dopiero w ostatnich latach w USA i obecnie w Europie. Gdy patrzymy na dawne zdjęcia, widzimy, że świat się zmienia i zanieczyszczenia, nawet takie, do których byliśmy przyzwyczajeni i je tolerowaliśmy, można usunąć, a bolesne dla przemysłu i energetyki normy z czasem zostają wdrożone.



## Znikają normy krajowe: należy dostosować się do europejskich

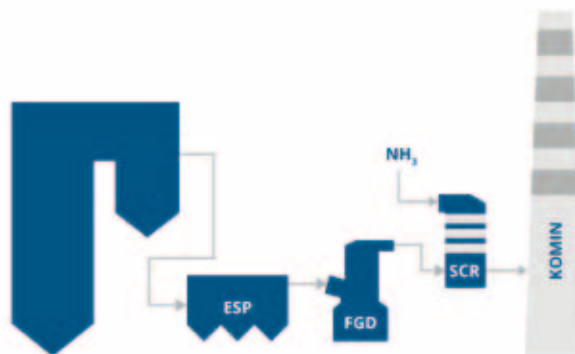
W ramach Unii Europejskiej nieodwracalny jest proces przenoszenia regulacji energetycznych z poziomów krajowych na ogólnoeuropejski. Historycznie emisja zanieczyszczeń była kontrolowana przez normy krajowe, a co zrozumiałe, były one nieco mniej rygorystyczne w krajach Europy Środkowo-Wschodniej niż w najbardziej rozwiniętej Europie Zachodniej. Pierwszym krokiem do zunifikowanych regulacji była dyrektywa IPPC (*Integrated Pollution Protection and Control*) z roku 1996, której Polska wraz z wejściem do EC zaczęła także podlegać. To w niej po raz pierwszy pojawiło się pojęcie tzw. BAT – *Best Available Techniques*. BAT to zbiór opisów nowych technologii dla każdego obszaru przemysłowego wraz z dopuszczalnymi poziomami emisji (zob. <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/>). Nowe obiekty przemysłowe, występując o pozwolenie środowiskowe, musiały uwzględnić BAT, co oznaczało konieczność projektowania instalacji według najwyższych, dostępnych w danym momencie rozwiązań.

Następna była dyrektywa IED (*Industrial Emission Directive*) z 2010 roku, w której dokumenty BAT (nazywane już wówczas BREF – dokumenty referencyjne BAT) otrzymują status takich, które regulują emisję z poziomu europejskiego, a ich umocowanie prawne stają się o wiele silniejsze, czyli krajowe normy należy koniecznie dostosować do BAT. Od tej pory nowe i stare instalacje po czteroletnim okresie przejściowym obowiązkowo muszą dostosować się do regulacji BREF/BAT. W efekcie znika podział Europy na obszary z „łagodniejszym” traktowaniem emisji. Kraje z mniej zaawansowaną technologicznie energetyką muszą więc w relatywnie krótkim okresie zmodernizować elektrownie. Ostatnie głosowanie, z 28 kwietnia 2017 roku, zaakceptowało nową wersję BREF, która przyniesie istotne konsekwencje. Warto przeczytać nowe BREF/BAT – już na pierwszy rzut oka widać w tym dokumencie rozmach nowych europejskich regulacji. Poprzednie BAT dla tzw. LCP (*Large Combustion Plant*) liczyło kilkanaście stron, teraz dokument zawiera ich ponad 900.

## Jak wyglądają BREF dziś i jaki jest problem dla węgla...

Nowe standardy emisyjne, bo tak należy rozumieć BREF, ostrzegają dozwolone limity emisji, i to wielowymiarowo. Obecnie należy kontrolować nie tylko pył, SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub>, ale także dotąd nieobecne w normach substancje, takie jak Hg (rtęć), HCl (chlorowódór), HF (fluorowódór) i NH<sub>3</sub> (amoniak). Normy zostają wyspecyfikowane precyzyjnie dla nowych i starych obiektów zarówno w postaci średnich rocznych, ale i maksymalnie dopuszczalnych dziennych przekroczeń. Same poziomy emisji są nie tylko ostrzejsze od dotychczasowej polskiej normy środowiskowej (bardzo silnie np. w zakresie SO<sub>2</sub> z mniejszych obiektów), ale i poprzez ostatnie zmiany również mocno obniżone w stosunku do pierwotnej wersji dyrektywy IED. Szczegółowe wartości można znaleźć w dokumencie i wielu opracowaniach (zob. <http://www.cire.pl/item,145879,14,0,0,0,0,nowe-konkluzje-bat-dla-lcp-przyjete.html>). Co więcej, problemy pojawiają się także poprzez zmienioną – w stosunku do naszego krajowego podejścia – definicję źródła zanieczyszczeń – „**komin, a nie**

**kocioł**”. BREF obowiązują bowiem w stosunku do wszystkich instalacji o mocy cieplnej (w paliwie) ponad 50 MWth, ale liczy się to sumarycznie do wszystkich obiektów pracujących na wspólny komin. W rezultacie nawet mniejsze jednostki (tu limitem jest 15 MWth), ale zgrupowane w jeden ciąg wyprodukowania spalin do komina, też podlegają dyrektywie. Analogicznie, kilka większych źródeł pracujących na jeden komin musi spełniać bardziej rygorystyczne normy dla tego jednego, sumarycznego – większego, zbiorczego poziomu mocy. W efekcie, nie tylko duże instalacje energetyki zawodowej, ale nawet wiele małych obiektów energetycznych (tu granicą jest popularny w Polsce kocioł WR-10, którego moc cieplna jest na granicy 15 MWth) muszą spełniać wyśrubowane normy emisji i w praktyce zabudowywać nie tylko instalacje odsiarczania (mokre obowiązkowo dla dużych bloków), ale i wtórnego odazotowania (w praktyce katalityczne SCR dla dużych bloków) oraz kontrolować emisję rtęci (w niektórych przypadkach dozowanie węgla aktywnego i filtry workowe). Duża energetyka zawodowa, oparta na węglu, musi gwałtownie modernizować stare bloki, w praktyce przez dość zaawansowane, aczkolwiek dostępne komercyjnie układy oczyszczania spalin, a w przypadku planów nowych bloków – planować zastosowanie układów „z najwyższej półki”. Na przykład: trwa właśnie projekt przeprojektowania nowego bloku Elektrowni Turów do nowych BREF.



Źródło: opracowanie własne.

Schemat – jak powinien wyglądać klasyczny blok energetyczny na węgiel z instalacjami SCR i FGD? W niektórych przypadkach musi być użyty filtr workowy i dodatkowy układ redukcji emisji rtęci. O ile zaawansowane oczyszczanie spalin jest standardem dużej energetyki, to teraz nawet relatywnie małe źródła węglowe muszą zamieniać się w skomplikowane układy technologiczne.

O ile duża energetyka zawodowa musi wydać relatywnie duże pieniądze (mówi się o 10 mld PLN) i jest w miarę do tego przygotowana, to w zakresie mniejszych obiektów – elektrowni zawodowych i ciepłownictwa, BREF jest dużym wyzwaniem. Tu dyrektywie podlega kilkaset źródeł o sumarycznej mocy cieplnej 10 000 MWth (prawie 100 kominów, prawie 300 kotłów – w samych PEC). Estymowany koszt dostosowania instalacji to prawie 2 mld złotych, ale tu, paradoksalnie, wyzwania technologiczne są o wiele większe. W wielu przypadkach zachodzi konieczność zarówno dobudowania skomplikowanych ukła-

dów technologicznych do starych typów kotłów rusztowych i wprowadzenia nowych mediów, jak i wdrożenia zaawansowanych procedur obsługi. Pojawiają się problemy z samą przestrzenią do zabudowy, a także z procesem inwestycyjnym, nadzorem, kwalifikacjami pracowników i presją czasu. BREF zostaną opublikowane prawdopodobnie w najbliższych miesiącach, co daje następnie 4 lata na dostosowanie starych instalacji i przedłużone okno czasowe (do 2023 roku) dla ciepłownictwa. Mimo wszystko wydaje się, że jest to ekstremalnie mało czasu na wykonanie wszystkich modernizacji. Dla części obiektów pozostaje furtka (a w umiejętnym omijaniu przepisów jesteśmy zawsze mistrzami) obniżania mocy cieplnej poniżej wartości granicznej, limitowanego czasu pracy obiektów (bloki z czasem pracy poniżej 1500 h/rok oraz dożywające swoich dni układy są zwolnione) lub uzyskania specjalnych pozwoleń na czasowe przedłużenie pracy dla instalacji niezbędnych dla funkcjonowania gospodarki. Jednak ogólny obraz dla węgla jest pesymistyczny – normy są wymagające, kosztowne i na pewno nie zachęcają do inwestycji lub przedłużania czasu pracy, jeśli tylko pojawi się ekonomicznie opłacalna alternatywa.

## Co można zrobić... i jak to wpłynie na gaz

Prze głosowanie BREF stało się faktem, wobec czego polska energetyka musi się do nich dostosować. Krytycznymi datami stają się: rok 2021 – konieczność modernizacji starych instalacji i 2023 – modernizacja w ciepłownictwie. Teoretycznie po tych datach obiekty niespełniające nowych standardów nie powinny otrzymać pozwoleń na eksploatację. Duża energetyka zawodo-



wa (bloki 200 MW+) od dawna była świadoma konieczności inwestowania w nowe układy ograniczenia emisji – proces inwestycyjny trwa. Problemem mogą stać się wygórowane standardy emisji tlenków azotu i dopuszczalnej zawartości rtęci dla niektórych bloków i niektórych rodzajów węgla oraz fakt, że czasami wcześniej wdrożone systemy redukcji zanieczyszczeń dają emisje nieznacznie ponad nowe, rygorystyczne standardy. Oczywiście, efektem ubocznym jest koszt i konieczność jego przeniesienia na cenę energii (szacunkowo, dodatkowo kilkanaście i więcej zł/MWh), co naturalnie zmniejsza konkurencyjność instalacji węglowych. Problemem będą inwestycje w nowe bloki, bo tu BREF są naprawdę wygórowane. Konieczne będzie wprowadzanie instalacji z najwyższej technicznej półki, ale też i połączony efekt dyrektywy IED (zanieczyszczenia) wraz



ze spodziewaną reformą systemu ETS (emisje i pozwolenia emisyjne CO<sub>2</sub>) oraz działaniem od 2019 tzw. *Market Stability Reserve* – mechanizmu eliminującego część pozwoleń emisyjnych CO<sub>2</sub> dla podwyższenia ich ceny.

Nowa energetyka węglowa w kolejnej dekadzie stanie w obliczu dużych zagrożeń kosztowych i technologicznych, a dodając modny obecnie w europejskich funduszach i bankach trend zakazu inwestycji w węgiel, może to skutecznie odstręczyć potencjalnych inwestorów od takich inwestycji. W praktyce, jeśli nie będzie to decyzja rządowa, to duża energetyka węglowa zniknie z rynku i do tego przygotowują się wszystkie europejskie koncerny (np. poprzez ostatnie odsprzedaże polskich elektrowni przez zagranicznych inwestorów). Jeszcze trudniejsza sytuacja rysuje się dla mniejszej energetyki węglowej – elektrowni przemysłowych i ciepłownictwa. O ile część obiektów (większe EC) pewnie zdoła dostosować się do nowych BREF, to dla wielu instalacji prawdopodobnie proces inwestycyjny nie skończy się w terminie. A już na pewno w kolejnych latach (połowa następnej dekady i lata kolejne) węgiel przestanie być atrakcyjnym rozwiązaniem dla takich instalacji. O ile można jeszcze rozważać dostosowanie starych zamortyzowanych obiektów do BREF, to budowa nowych, małych węglowych źródeł wydaje się niekonkurencyjna i trudna technicznie. Oczywiście, energetyka jest systemem naczyń połączonych – problemy węgla spowodują naturalne przesunięcie inwestycji w inne nośniki. Można więc przewidywać za kilka lat bardziej dynamiczny rozwój OZE, spowodowany m.in. prognozowanym spadkiem cen inwestycji i nieuchronną konwersją polskiej energetyki z węgla na gaz – przynajmniej częściowo. Z jednej strony musimy więc w energetyce zawodowej zmniejszać emisję CO<sub>2</sub>, co sprawia, że bez budowy energetyki jądrowej, która nie bardzo w kraju się udaje, gaz staje się jedyną alternatywą, a z drugiej – w mniejszej energetyce węgiel przestanie być możliwy do stosowania technicznie i ekonomicznie. Wzrost zużycia gazu w energetyce wydaje się więc nieuchronny, co cieszy firmy działające na tym rynku, ale jednocześnie rodzi kilka kolejnych, trudnych pytań – ile gazu będzie potrzeba?, jak zapewnić strategiczne bezpieczeństwo dostaw?, jak ograniczyć cenę surowca?, jak rozbudować sieć gazową i pojemności magazynowe? itd. Ale to – jak pisał kiedyś Kipling – zupełnie inna historia.

**Prof. dr hab. inż. Konrad Świrski, profesor nadzwyczajny w Instytucie Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej, prezes Transition Technologies S.A.**



# Zasilanie LNG „wyspowych” stref dystrybucyjnych

Wojciech Grzędzielski, Maciej Kozłowski

W ramach działalności podstawowej Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. (PSG), oprócz typowej rozbudowy liniowej sieci gazowej istnieje możliwość alternatywnego dostarczenia paliwa gazowego poprzez zastosowanie technologii skroplonego gazu ziemnego (LNG) – tzw. wyspowe strefy dystrybucyjne.

Podjęcie to pozwala wyjść naprzeciw oczekiwaniom potencjalnych klientów, wnioskujących o przyłączenie do sieci gazowej, i skrócić okres oczekiwania na przyłączenie i dostawę gazu ziemnego. Dotyczy to zwłaszcza obszarów urbanistycznych zlokalizowanych z dala od istniejącej infrastruktury gazowej bądź przypadków, w których istnieje duże ryzyko potencjalnych utrudnień w projektowaniu i budowie gazociągów doprowadzających gaz ziemny do tych obszarów (tereny zamknięte, sieć Natura 2000, roszczenia rurowe itd.).

Wykorzystanie LNG w projektach gazyfikacji obszarów zurbanizowanych jest szeroko stosowane zarówno na świecie, jak i w Polsce. Obecnie funkcjonujące w Polsce stacje regazyfikacji LNG oraz instalacje kriogeniczne LNG przedstawiono poglądowo na rys. 1.

Instalacje kriogeniczne w Polsce, pozwalające załadować LNG na cysterny w celu ich dowozu w miejsca docelowe, to [1] [2]:

- Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu,
- odazotownia w Odolanowie (zdolność produkcyjna źródeł wytwarzania 80 ton LNG/dobę),

- odazotownia w Grodzisku Wielkopolskim (zdolność produkcyjna źródeł wytwarzania 40 ton LNG/dobę),
- stacja odmetanowania pokładów węgla w Suszcu w Kopalni Węgla Kamiennego Kurpiński (zdolność produkcyjna źródeł wytwarzania 16 ton LNG/dobę),

Rys. 1. Obecnie funkcjonujące w Polsce stacje regazyfikacji LNG oraz instalacje kriogeniczne LNG



■ punkt skraplania gazu ziemnego w Uniszkach Zawadzkich (zdolność produkcyjna źródeł wytwarzania 18 ton/dobę).

Ponadto, dostawa gazu skroplonego LNG do Polski realizowana jest również z kierunku Obwodu Kaliningradzkiego z instalacji skraplania oraz z terminalu Maasvlakte w Holandii [3]. Wzrastający rynek dostawców gazu ziemnego w postaci skroplonej wpływa na zróżnicowanie cen paliwa gazowego i wzrost konkurencyjności krajowego rynku gazu.

Łańcuch dostaw gazu ziemnego składa się z segmentów, tj. wydobycia i wytwarzania (*upstream*), transportu (*midstream*) oraz dystrybucji gazu (*downstream*), co schematycznie zaprezentowano na rys. 2.

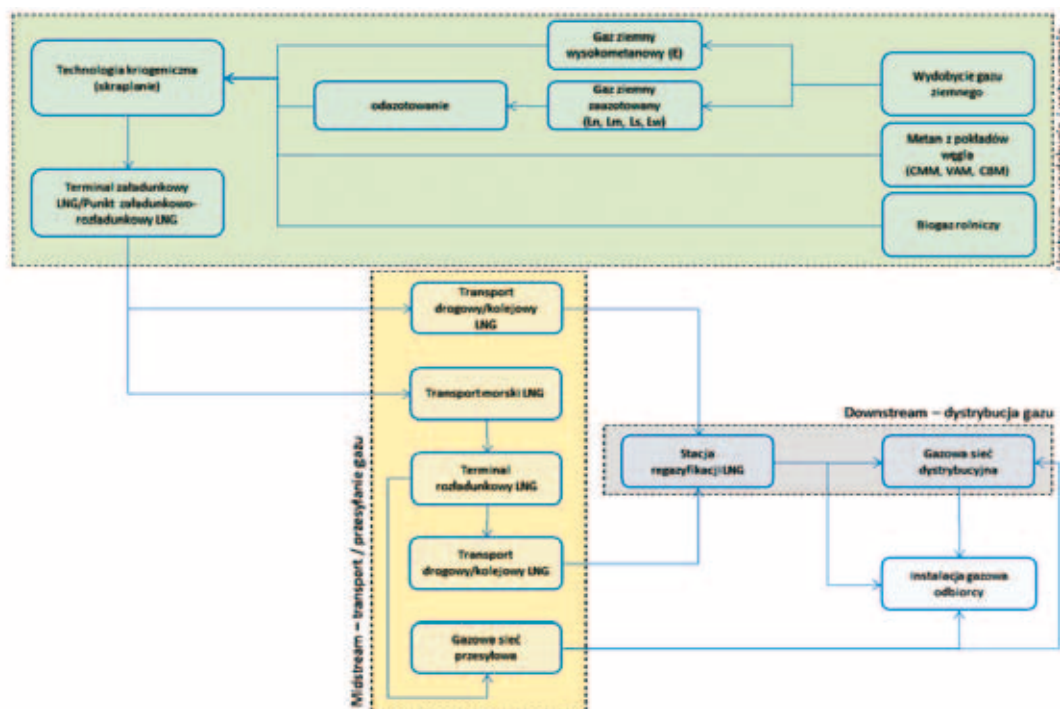
starczany jest zazwyczaj kontenerowymi cysternami kriogenicznymi bądź autocysternami do stacji regazyfikacji LNG. Transport LNG drogą lądową stanowi alternatywę dla transportu gazu ziemnego gazociągami. Na rys. 3. przedstawiono poglądowo warianty dostawy gazu ziemnego do analizowanego obszaru urbanistycznego.

Podjęcie decyzji o wyborze wariantu gazyfikacji wymaga przeprowadzenia wcześniejszej analizy techniczno-ekonomicznej, dzięki której OSD może uzyskać uzasadnienie biznesowe dla realizacji przedsięwzięcia. Koncepty gazyfikacji powinny uwzględniać zarówno ocenę strony popytu, jak i podaży lokalnego rynku gazu, dzięki którym będą zidentyfikowane dopuszczalne warianty

udziału w rynku. Większość dostaw gazu realizowana jest za pomocą infrastruktury liniowej (ok. 99,7%). Natomiast na terenie ośmiu gmin, do ok. 19,2 tys. odbiorców końcowych, GK PGNiG SA dostarcza paliwo gazowe poprzez wykorzystanie stacji regazyfikacji LNG w celu zasilania „wyspowych” stref dystrybucyjnych. Ten sposób gazyfikacji obszarów urbanistycznych bądź bezpośredniego zasilania układów energetycznych klientów końcowych jest alternatywą dla realizacji lokalnej gospodarki energetycznej opartej na gazie ziemnym.

Stwarzanie warunków do zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwo gazowe jest jednym z zadań ustawowych nałożonych na jednostki samorządu terytorialnego (JST) na szczeblu gminy. Dłate-

Rys. 2. Łańcuch dostaw gazu ziemnego



W segmentach tych uczestniczą również podmioty zajmujące się obrotem gazem (*trade*), czyli zajmujące się pozyskaniem i sprzedażą gazu odbiorcom końcowym, oraz zlecające usługi przesyłania bądź dystrybucji lub magazynowania operatorom systemu przesyłowego (OSP), dystrybucyjnego (OSD) lub magazynowego (OSM).

Dostawa gazu ziemnego do obszaru urbanistycznego, w którym rozważana jest gazyfikacja, może być realizowana z różnych punktów wejścia. LNG do-

ty gazyfikacji, np. poprzez rozbudowę liniową z różnych kierunków zasilania bądź „wyspowego” zasilania strefy dystrybucyjnej gazem LNG. Podejście to pozwala prowadzić racjonalną politykę inwestycyjną.

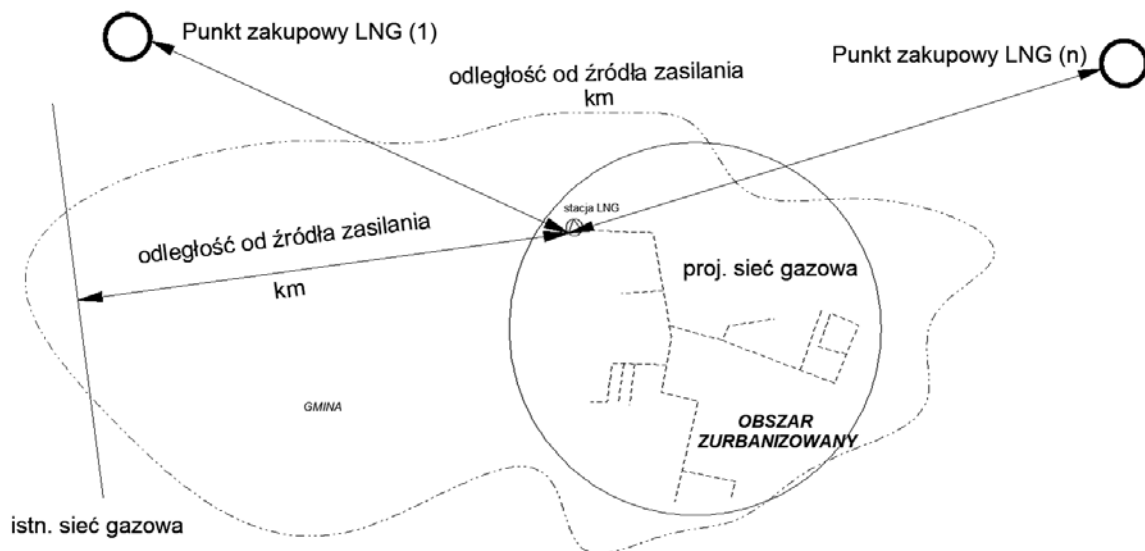
Stopień dostępu do sieci gazowej w Polsce, odnoszony do odbiorców gazu w gospodarstwach domowych, kształtuje się na poziomie 55%. Obecnie PSG za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej dostarcza paliwo gazowe 6,91 mln odbiorców końcowych, co stanowi 94%

go świadomość wizji lokalnej gospodarki energetycznej w gminie jest konieczna, aby spełnić ww. obowiązek, który może przełożyć się na poszanowanie paliw i energii i ich racjonalne wykorzystywanie, bezpieczeństwo energetyczne oraz lokalną politykę środowiskową i inwestycyjną.

Obecnie odsetek gmin posiadających założenia do planów zaopatrzenia w ciepło i energię elektryczną lub inną formę planowania energetycznego jest dość niski i wynosi zaledwie 20%. Inaczej mó-



Rys. 3. Warianty dostawy gazu do obszaru urbanistycznego [1]



więc, co piąta gmina pochyliła się nad tematyką energetyczną. Natomiast dokumenty rządowe zakładają, że w roku 2020 wszystkie JST w Polsce będą posiadać przedmiotowe plany.

Podjęte przez PSG inicjatywy identyfikacji obszarów gmin, które obecnie są „białymi plamami” na mapie gazyfikacji Polski, wpisują się w ww. tematykę, stwarzając możliwości wykorzystania paliwa gazowego w lokalnej gospodarce energetycznej.



Dotychczas podpisano ponad czterysta listów intencyjnych. Kolejnym etapem jest przeprowadzenie analiz, które mają odpowiedzieć m.in., czy możliwa jest gazyfikacja i w jaki sposób może zostać zrealizowana dostawa gazu – za po-

mocą rozbudowy liniowej czy zasilania stacją regazyfikacji LNG.

Wykonane analizy gazyfikacji pozwoliły zidentyfikować 14 gmin, w których LNG może być źródłem zasilania sieci gazowej. Analizując uzyskane wyniki, można stwierdzić, że rynek gazu LNG wzrośnie o ok. 300%, zwiększając liczbę obsługiwanych odbiorców końcowych z 19,2 do 75 tys.

Powyższe wartości nie zamykają potencjału rozwoju rynku gazu z uwagi na bieżąco wykonywane w PSG analizy gazyfikacji, wynikające z podpisywania nowych listów intencyjnych. Współpraca z władzami samorządowymi oraz bezpośredni kontakt z klientami są szczególnie istotne, aby możliwe było sprawne określenie uzasadnienia biznesowego dla przedmiotowych projektów. Kolejnym etapem, po zidentyfikowaniu tematów inwestycyjnych, jest podpisanie porozumień o współpracy z JST w sprawie gazyfikacji. Porozumienia te jednoznacznie określają obowiązki i prawa stron, co pozwoli na równoprawne traktowanie oraz równoczesne ograniczenie ryzyka inwestycyjnego obu stron i prowadzenie spójnej i racjonalnej polityki inwestycyjnej w regionach. W PSG opracowano i wdrożono wzór (szablon) ww. porozumienia, który będzie wykorzystywany podczas rozmów negocjacyjnych z JST.

Technologie kriogeniczne mają zastosowanie nie tylko w systemie dystrybucyjnym gazu ziemnego. Mogą być elementem procesów odazotowania gazów ziemnych bądź uzdatniania biogazu.

Finalnie, zastosowanie skroplonego gazu ziemnego LNG lub biometanu LBG jest szerokie i potencjalnie może mieć zastosowanie również w transporcie miejskim do zasilania pojazdów mechanicznych bądź w systemach energetycznych w produkcji ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu [2].

Reasumując, korzyści energetycznego wykorzystania skroplonego gazu ziemnego są bardzo duże zarówno z punktu widzenia JST, jak i OSD. W komunalnej gospodarce energetycznej wynikają przede wszystkim z możliwości zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię podmiotów, poprawy jakości powietrza oraz komfortu użytkowania. Natomiast głównym argumentem stosowania LNG jako alternatywnego źródła zasilania przez OSD jest znaczne skrócenie czasu inwestycji przy gazyfikacji obszarów urbanistycznych, co niekiedy stanowi jedyną możliwość rozwoju i zaspokojenia popytu rynku na gaz.

**Wojciech Grządzielski jest koordynatorem ds. rozwoju w Departamencie Rozwoju/Biuro Rozwoju Infrastruktury w PSG sp. z o.o. Maciej Kozłowski jest starszym specjalistą ds. rozwoju w Departamencie Rozwoju/Biuro Rozwoju Infrastruktury w PSG sp. z o.o.**

Źródła:

[1] Grzegorzewska J., Grządzielski W., Mróz T.M., *Planowanie zasilania obszarów zurbanizowanych w skroplony gaz ziemny (LNG)*, Instal 6/2014:10-15.

[2] Grządzielski W., Mróz T.M., *Technologie kriogeniczne w systemach uzdatniania gazów*, „Rynek Energii” 3(118)/2015:48-55.

[3] <https://www.vopak.com/terminals/gate-terminal-lng-rotterdam>



# Wyzwania rynku CNG/LNG

**Adam Simonowicz**

Gaz ziemny określa się „paliwem XXI wieku”. Jego eksploatacja wpływa pozytywnie na ochronę środowiska, a nowe technologie oparte na LNG (skroplonym gazie ziemnym) czynią „błękitne paliwo” dostępnym bez kosztownych inwestycji w infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną. Powyższe stwierdzenie dotyczy zarówno odbiorców komunalnych, jak i komercyjnych.

**D**la odbiorców komunalnych Grupa Kapitałowa PGNiG – krajowy lider sektora gazowniczego – poprzez Polską Spółkę Gazownictwa dostarcza infrastrukturę do regazyfikacji LNG. Na tej bazie buduje „wyspowy” system dostaw gazu w terenach, na których klasyczna infrastruktura dystrybucyjna jest niemożliwa z powodów środowiskowych bądź ekonomicznych. Taki system funkcjonuje np. w miejscowościach łączących na Podlasiu.

Odbiorcom komercyjnym PGNiG Obrót Detaliczny oferuje system infrastruktury służącej do regazyfikacji LNG, wsparty doradztwem technologicznym oraz logistyką dostaw. W tym segmencie głównym adresem dostaw gazu jest przemysł. Kolejnym, coraz bardziej liczącym się odbiorcą gazu CNG i LNG jest transport kołowy, natomiast nowym obszarem staje się transport morski i śródlądowy, bowiem wprowadzane obecnie rygorystyczne przepisy dotyczące ochrony środowiska w segmencie paliw bunkrowych zmuszają armatorów do inwestycji m.in. w niskoemisyjne jednostki napędzane LNG.

Strategia rozwoju dla spółki gazowniczej operującej na rynku paliw LNG/CNG musi zakładać budowanie „łańcucha wartości”, którego pierwszym ogniwem jest bezpieczeństwo i ciągłość dostaw paliwa gazowego, a kolejnym – łatwość wdrożenia systemu dostaw w punkcie odbioru.

Atutem rynkowym oferty PGNiG Obrót Detaliczny jest gwarancja bezpieczeństwa i regularność dostaw, które zapewnia

spółka-matka (PGNiG SA) – jedyny operator handlowy terminalu w Świnoujściu, tj. punktu sprzedaży hurtowej LNG. PGNiG OD natomiast koncentruje się na definiowaniu możliwych punktów odbioru u klienta i budowie infrastruktury oraz łańcucha dostaw.

Naszemu klientom oferujemy różnorodne modele współpracy, dostosowane do specyfiki ich zakładu oraz konkretnych potrzeb. Na przykład dla odbiorców komercyjnych, w pobliżu których planowana jest budowa sieci dystrybucji gazu, przygotowaliśmy ofertę, dzięki której jesteśmy w stanie dostarczyć paliwo gazowe w okresie przejściowym – poprzez budowę czasowych stacji odbioru. Jak widać, nasza oferta jest bardzo elastyczna. Możemy budować mobilne stacje nawet na terenach pozbawionych jakiegokolwiek infrastruktury – na przykład na dużych placach budowy – aby inwestor miał dostęp do źródła energii. Dzięki takiemu uniwersalnemu modelowi współpracy z klientem zostaliśmy w tym roku partnerem jednego z największych odbiorców gazu LNG w Polsce, który odbiera od nas 500 ton LNG miesięcznie. Klient ten, aby poprawić regularność dostaw i ograniczyć ryzyko przestoju w produkcji, zrezygnował z dostaw tego surowca od firmy rosyjskiej na rzecz PGNiG.

W nasze działania zaangażowaliśmy ponadto spółkę z Grupy Kapitałowej – Gas Trading SA – specjalizującą się w transporcie LNG, która inwestuje w rozwój floty nowoczesnych ciągników



siodłowych i cystern kriogenicznych, redukując tym samym koszty operacyjne, co ma bezpośrednie przełożenie na cenę paliwa dostarczanego do klienta.

Obok przemysłu adresatem naszej oferty staje się również transport kołowy. Paliwo CNG jest ofertą dla krótko- i średnio-dystansowej logistyki transportowej, a LNG – dla długodystansowych ciągników siodłowych. W tym pierwszym segmencie naszymi partnerami są firmy komunalne, transport publiczny i służby świadczące usługi oczyszczania miasta. Mamy doświadczenie w tej współpracy, ponieważ projekty komunalne realizujemy od wielu lat, a takie ośrodki jak Gdynia, Słupsk, Tychy, Tarnów, Radom, Rzeszów czy Zamość w znacznym stopniu wyposażyły swoje floty autobusowe w instalacje gazowe CNG. Prawdziwym liderem jest tu PKM Tychy, który na mocy nowego porozumienia z PGNiG OD deklaruje zwiększenie taboru przyjaznych dla środowiska autobusów zasilanych gazem CNG z obecnych 75 do ok. 125 pojazdów w perspektywie do 2020 r. Przez kolejne lata wolumen dostaw sprężonego gazu ziemnego może wzrosnąć z 2,85 do 4,2 mln m<sup>3</sup> gazu. Wobec firm komunalnych jesteśmy partnerem sprawdzonym, dostosowujemy nasze usługi do konkretnych projektów przewoźników, zapewniamy technologię tzw. wolnego tankowania, która gwarantuje najlepsze parametry ciśnieniowe i najlepsze wypełnienie zbiorników, a przy tym pojazdy mogą być tankowane w czasie, gdy nie są użytkowane, co zapewnia ich efektywną eksploatację. W Polsce użytkowanych jest obecnie około 4000 aut na CNG, które mogą tankować to paliwo na 26 stacjach, z których 20 należy do PGNiG.

Jeśli chodzi o długodystansowy transport ciągnikami siodłowymi, paliwo LNG staje się dopiero przedmiotem zainteresowania. W Polsce wiele czynników wpływa na to, że ten rynek jest śladowy. Po pierwsze – regulacje prawne, nakładające olbrzymie wymogi bezpieczeństwa i systemy uprawnień zawodowych. Po drugie – polityka podatkowa. W polskim systemie gaz CNG jest obciążony akcyzą, ale w przypadku LNG poziom tego obciążenia jest jeszcze wyższy i paliwo to nie jest tak atrakcyjną propozycją, jaką mogłoby być wobec innych paliw kopalnych. Pojawiały się już pierwsze projekty budowania takich flot, np. IKEA testowała je przez jakiś czas, ale wycofała się z tego z wymienionych powyżej powodów. Dodatkowo, na Zachodzie zakupy ciągników siodłowych napędzanych LNG były dotowane przez państwo, co wywindowało ich ceny i na razie projekty te nie są atrakcyjne finansowo.

I na koniec – kolejny segment komercyjny, dla którego paliwo LNG może być atrakcyjne – logistyka morska i śródlądowa. Mimo dość licznych „faktów medialnych”, wskazujących, że istnieje już rynek dla LNG na morzu, prawda jest znacznie mniej medialna. Tylko nieliczne jednostki pływają na tym paliwie i tylko w nielicznych portach jest jakakolwiek odpowiednia dla nich infrastruktura. Wszyscy są raczej na etapie projektowania i wypracowywania procedur dla takiego transportu. Możemy się jednak pochwalić – w Polsce budowane w naszych stocznicach gazowce regularnie tankujemy we współpracy z Lotosem.

Oczywiście, paliwo LNG dla transportu morskiego to przyszłość. Na portalach branżowych praktycznie codziennie zamieszczane są informacje o nowych inwestycjach armatorów w jednostki napędzane LNG. Jest to przede wszystkim uwarun-

owane wprowadzanymi regulacjami dotyczącymi zawartości siarki w paliwach żeglugowych. Aby sprostać tym wymogom, armatorzy muszą zdecydować, czy inwestować w drogą instalację oczyszczającą, typu scrubber, czy zmienić napęd swoich jednostek na skroplony gaz ziemny, będący obecnie w transporcie morskim najbardziej ekologicznym rozwiązaniem. Biorąc pod uwagę liczbę nowo konstruowanych jednostek, wydaje się, że decyzja została już podjęta. LNG jest przyjazne nie tylko dla powietrza, ale też dla wody i ziemi, bo nie pozostawia żadnych zanieczyszczeń, w odróżnieniu od konwencjonalnych paliw bunkrowych. To szczególnie ważne w przypadku takiego akwenu jak Morze Bałtyckie, który ma bardzo ograniczone możliwości samooczyszczania. Warto zaznaczyć, że akwen ten został objęty strefą kontroli emisji siarki SECA, co na armatorów nakłada obowiązek redukcji jej zawartości w paliwach żeglugowych do 0,1%. Natomiast od 2020 r. ograniczenie przyjmie charakter globalny.

W tę przyszłość chce się wpisać wielu dostawców paliwa LNG. My obecnie koncentrujemy się na budowaniu dojrzałych rozwiązań. Po pierwsze, pracujemy nad efektywnym systemem tankowania statków. Logistycznie to jest fundamentalna operacja. Zbiorniki jednostki pływającej to średnio 100–120 ton paliwa, a w cysternie jest 18 ton. Mamy ograniczony czas tankowania, więc jest to problem przeładowania w godzinę 5–6 cystern. Dzisiaj jest to technicznie niewykonalne, bowiem nie ma takich technologii. Można rozważać szeregowo połączone cysterny i jedną centralną pompę tłoczącą, ale do tego potrzebne jest nabrzeże, które wytrzyma obciążenie około 250 ton, a w Polsce takiego nie ma. Nawet duże terminale towarowe nie mają takich nabrzeży, bo przecież ładunki są przemieszczane dźwigami ponad nimi.

Zastanawiamy się więc nad możliwością tankowania z morza. Zgłosiliśmy projekt budowy bunkierki, czyli pływającej cysterny. W tej sprawie mamy sojusznika w PZB, które planuje uruchomić połączenie promowe z Ystad przy użyciu jednostki napędzanej LNG, być może więc w Świnoujściu będziemy testować takie rozwiązanie. Jesteśmy również w kontakcie z innymi armatorami, ponieważ wszyscy zdajemy sobie sprawę, że przyszłość logistyki morskiej to właśnie LNG.

Jest jeszcze kwestia portów. Nasza infrastruktura portowa jest bardzo niedoinwestowana. Inne porty, nawet nowoczesne, nie są obecnie przygotowane do obsługi flot napędzanych LNG. Brakuje odpowiednich procedur i nie ma wypracowanych dobrych praktyk związanych z LNG. A jest to paliwo inne niż wszystkie dotychczasowe. Przede wszystkim wiąże się z bardzo niską temperaturą (około -160°C), co oznacza rewolucję technologiczną dla całej branży ze względu na bezpieczeństwo procesu bunkrowania. Cały ciąg technologiczny – od terminalu do statku – musi być precyzyjnie obudowany rozwiązaniami logistycznymi, opisany wnikliwie sprecyzowanymi procedurami procesów eksploatacji, systemów bezpieczeństwa i systemów ratunkowych. To wszystko dopiero przed nami.

Jako Grupa Kapitałowa PGNiG jesteśmy zarazem uczestnikiem i kreatorem tych procesów i aktywnym podmiotem w tej grze.

**Adam Simonowicz jest dyrektorem departamentu CNG i LNG w PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.**



# Stajemy się graczem na światowym rynku LNG

Rozmowa z **Ireneuszem Łazorem**, dyrektorem Biura PGNiG SA w Londynie

**Londyńskie biuro PGNiG Supply & Trading GmbH UK Establishment to znaczący sygnał, że wkraczamy na światowy rynek LNG. Jak określić misję tej placówki?**

Biuro rozpoczęło działalność 1 lutego 2017 roku, a pełną zdolność operacyjną uzyskało z końcem pierwszego kwartału br. Za utworzenie i jego obsługę odpowiada PGNiG Supply & Trading GmbH (PST), spółka z grupy Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, zajmująca się obrotem gazem i energią elektryczną w Europie Zachodniej. Otwarcie biura handlowego w Londynie wzmacnia pozycję PGNiG na globalnym rynku obrotu LNG. Obecność w europejskim centrum obrotu tym surowcem to nie tylko szansa na kupowanie gazu po bardziej konkurencyjnych cenach, ale także doskonała okazja do rozpoczęcia handlu LNG na rynkach całego świata. Docelowo londyńskie biuro jest 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 aktywnie poszukuje 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. Ze względu na zwiększenie dostaw LNG, m.in. z USA i Australii, spodziewamy się, iż w niedługim czasie gaz skroplony stanie się istotnym surowcem dla Europy. To umocni jego pozycję jako atrakcyjnej alternatywy dla dywersyfikacji dostaw energii. Rozwiązanie to jest szczególnie interesujące dla takich krajów jak Polska, w których w dalszym ciągu dominującą rolę odgrywają dostawy gazu z kierunku wschodniego.

**Jak można opisać światowy rynek gazu LNG, skalę jego rozwoju i perspektywy?**

Środowisko zajmujące się handlem LNG nie jest duże. Można powiedzieć, że grupa ta nie przekracza kilkuset osób. W dalszym ciągu jest to rynek bezpośrednich transakcji dwustronnych, pole-

gających na wzajemnym zaufaniu, ale i prawnym i systemowym zabezpieczeniu dostaw i rozliczeń, wspomaganym systemami zarządzania ryzykiem, logistyką i systemami bankowymi. Rynek LNG nie jest młodym rynkiem. Pierwsza transakcja została zawarta w latach 60. Na początku były to sporadyczne transakcje. Obecnie handel ma już inny wymiar. Rynek LNG średniorocznie rośnie o około 8 procent. Patrząc na rozpoczęte i zaplanowane inwestycje w tym sektorze, należy sądzić, że taka dynamika w najbliższych latach zostanie utrzymana. Bez wątpienia jest to rynek globalny, z kilkoma światowymi centrami handlu, w których koncentruje się obrót LNG. Jednym z takich miejsc jest Londyn. Przechodzenie od rynków regionalnych w kierunku rynku globalnego doprowadziło w efekcie do wyrównywania się cen, a w następstwie do ich spadku.

Dalszy kierunek zmian cen i wolumenów transakcji będzie zależał od wielu czynników. Jednym z nich jest rozwój infrastruktury terminalowej, jak również wspomagającej, czyli infrastruktury dającej możliwość magazynowania i dalszego rozprowadzenia gazu. Nie wolno zapominać o kosztach transportu, dostępie do infrastruktury morskiej, a przede wszystkim o globalnej sytuacji geopolitycznej, której rozwój trudno dzisiaj przewidzieć. Wato też zastanowić się nad techniczną stroną rozwoju technik handlu. Czy możliwe jest wystandaryzowanie produktów i wprowadzenie ich do obrotu giełdowego? Wydaje się to mało prawdopodobne, poza kilkoma lokalnymi produktami, których rozliczenie jest przypisane do konkretnych terminali. Jestem natomiast przekonany o powstaniu w kilkanaście miesięcy rynków finansowych opartych na regionalnych indeksach cenowych LNG. Otworzy to drogę do dalszego wyrównywania się cen. Sądzę również, że rynek LNG będzie podążał drogą rozwoju za rynkiem handlu ropą naftową. Specyfika obu towarów jest bardzo podobna.

**Jak z perspektywy Londynu oceniany jest polski rynek gazu?**

Polska postrzegana jest jako rosnący rynek gazu. Na tle krajów Europy Zachodniej odnotowujemy ogólnie wyższy wzrost prze-



dawanych wolumenów rok do roku. Z racji położenia Polska jest naturalnym miejscem, w którym może powstać silny rynek regionalny. Obecnie istniejąca infrastruktura i prowadzone projekty to są i będą w przyszłości twarde atuty uprawniające do stworzenia takiego rynku. Brama Północna, korytarz północ-południe, zwiększenie mocy w terminalu LNG w Świnoujściu do 7,5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie sprawiają, że Polska staje się naturalnym krajem tranzytowym na Ukrainę, Czechy i Słowację. Dokładając do tego płynny rynek giełdowy i sprawne rozliczenia ilościowo-finansowe, zdywersyfikowane kierunki dostaw oraz zwiększającą się liczbę aktywnych uczestników rynku, mamy receptę na sprawnie działające centrum obrotu gazem w tej części Europy. Ważna jest jednak właściwa sekwencja wydarzeń.

Swoje miejsce w procesie tworzenia rynku regionalnego ma również handel LNG. Nasza „londyńska” perspektywa nastawiona jest na trading krótko- i średnioterminowy oraz transakcje spotowe. Naszym udziałem są dostawy gazu do terminalu LNG w Świnoujściu. Upatrujemy swojej szansy w monetyzacji terminalu. Wolne moce regazyfikacyjne są istotnym aktywem w grze rynkowej. Londyńska tradingowa perspektywa z natury rzeczy musi być szersza, wykraczająca poza rynek regionalny. Stajemy się graczem na światowym rynku LNG. Jak już wspomniałem, rynek LNG jest rynkiem globalnym. Nasze zainteresowanie wykracza poza Polskę jako kraj docelowej dostawy. Ale również i w takim podejściu nasz terminal staje się ważnym elementem gry. Terminal LNG w Świnoujściu jest naturalnym *stop-lossem* dla takich transakcji. Daje to możliwość aktywnej, bezpiecznej gry na rynku LNG. Optymalizacja portfela PGNiG to również zadanie stojące przed biurem w Londynie.

#### **W 2014 roku Komisja Europejska przedstawiła projekt Europejskiej Strategii Bezpieczeństwa Energetycznego, w którym wskazuje, że większą rolę powinny odgrywać mechanizmy rynkowe, w tym europejskie giełdy towarowe. Czy takie tendencje da się zaobserwować?**

Liberalizacja rynków gazu dokonuje się poprzez zwiększenie ich płynności oraz transparentności, a co za tym idzie – konkurencyjności. Do poprawy płynności rynku gazu przyczynia się przede wszystkim wzrost liczby jego uczestników. Aby ci zechcieli dołączyć do „klubu”, muszą widzieć w tym swój interes. Motywacje mogą być różne. Od konieczności wypełnienia obowiązku (przymus giełdowy), poprzez łatwość znalezienia anonimowego partnera transakcji, po motywację uśredniania ceny. Rynek zorganizowany to może być miejsce, w którym transakcje, wykorzystując odpowiednie zlecenia, są zawierane na poziomie indeksów giełdowych będących referencją dla całego rynku.

Z drugiej strony, rynek to miejsce gry interesów dużych graczy, korporacji importujących i eksportujących surowce, dokonujących globalnych transakcji. Wszyscy uczestnicy rynku muszą również pamiętać o wzroście wartości dla akcjonariuszy swoich spółek.

Rynek gazu to również bez wątpienia rynek infrastrukturalny. Bez rozwoju infrastruktury rynek nie wypełni swojego trzeciego (a może pierwszego) zadania, czyli zapewnienia nieprzerwanych dostaw paliwa, ja bym dopowiedział, że po akceptowalnej cenie.

W świetle tych uwarunkowań powstają rynki lokalne o większej lub mniejszej płynności, czyli znaczeniu dla uczestników. Jest ich kilka w Europie. Polski rynek, patrząc na wolumeny, jest

jednym z tych, które pretendują do bycia rynkami lokalnymi. Na pewno jednak nie może to być rynek jednego obszaru handlowego.

Polski rynek po wykreowaniu swojego lokalnego indeksu musi pokusić się o jego umiędzynarodowienie w regionie. Należy poszerzyć obszar gry na kraje sąsiednie. Wykreować regionalny indeks CEE, coś na wzór indeksu WIG-CEE na warszawskiej giełdzie, który jest pierwszym indeksem regionalnym obliczanym przez giełdę od 30 maja 2012 roku.

Rynek uzbrojony w infrastrukturę, procedury, rozliczenia, logistykę, zabezpieczający interesy jego uczestników, stojący na straży bezpieczeństwa dostaw, bez wiarygodnego indeksu – taki rynek po prostu nie istnieje.

Od stycznia 2018 r. wiele się zmieni. Myślę tu o dyrektywie 2014/65/UE – MiFID II. Będzie ona miała bezpośredni wpływ na nowe ukształtowanie rynku. Zmieni sposób jego prowadzenia i jego rozliczeń. Nowe definicje instrumentów i zawieranych transakcji przemodelują zachowania uczestników. Szczególne znaczenie na naszym regionalnym rynku gazu ma sposób ustalania limitów pozycji. To jest ten moment, kiedy – dążąc do zbudowania wspólnego rynku w Europie – należy pamiętać, że portfel pozyskiwania gazu przez poszczególne kraje członkowskie różni się znacząco. Wynika to ze zróżnicowanego poziomu rozwoju infrastruktury.

#### **Czy polskie aspiracje bycia liderem rynku gazu w Europie Środkowo-Wschodniej znajdują zainteresowanie w świecie obowiązującego w Polsce obliga gazowego?**

Start giełdowego handlu gazem w grudniu 2012 r. w Polsce był pierwszym etapem na drodze do pełnej liberalizacji tego rynku. Kolejny ważny krok to wejście w życie we wrześniu 2013 r. tzw. oblige giełdowego, czyli obowiązku sprzedaży paliwa przez giełdę – w 2013 r. w wysokości 30 proc., w 2014 r. – 40 proc, a od 2015 r. – 55 proc. Dało to asumpt do budowy płynności na rynku lokalnym. Oczywiście, nie byłoby to możliwe bez jego uczestników. Aby przyciągnąć uczestników, rynek powinien zaproponować produkty oraz sposób ich notowania, jak również rozliczeń, nieodbiegający, a z racji młodości naszego rynku, przewyższający standardy i atrakcyjność okrzepłych już rynków europejskich. Mam tutaj na myśli systemy transakcyjne i posttransakcyjne, transparentność i przejrzystość rynku, zapewnienie anonimowości obrotu i jego bezpieczeństwa, równe traktowanie uczestników, wreszcie nowoczesny sposób ustalania zobowiązań i pobierania prowizji. Niebagatelne znaczenie ma również szybkość, niezawodność i bezpieczeństwo rozliczeń. Wszystkie te elementy zostały spełnione. Należy pomyśleć nad wykonaniem kolejnego kroku. Wydaje się on naturalny. To próba wykreowania rynku większego, czyli rynku regionalnego.

Region Europy Środkowo-Wschodniej podąża za rozwiniętymi rynkami, ale bez infrastruktury, w tym giełdowej i rozliczeniowej, nie można myśleć o integracji rynków i rozwinięciu wspólnych instrumentów handlowych. W tej integracji szczególną rolę może odegrać Polska. Jesteśmy największym rynkiem w naszej części Europy i rozwijamy infrastrukturę przesyłową, zapewniającą możliwości pozyskania gazu z kierunków alternatywnych do Rosji, w tym terminal LNG.

Rozmawiał  
**Adam Cymer**

# Rynek mocy – nowe otwarcie dla polskiej elektroenergetyki

**Maciej Szambelańczyk**

W połowie maja br. rząd opublikował najnowszą wersję projektu ustawy o rynku mocy (wersja 5.0 datowana na 12 maja 2017 r. – dalej „ustawa”). Projekt ten stanowi kolejny etap prac legislacyjnych zmierzających do wdrożenia rewolucyjnych rozwiązań w polskim sektorze energetycznym.

## DLACZEGO POLSKA POTRZEBUJE MECHANIZMÓW MOCOWYCH?

Genezą proponowanych zmian jest obawa przed brakiem wystarczających mocy wytwórczych w Polsce w stosunkowo bliskiej perspektywie. W uzasadnieniu projektu ustawy wskazuje się, że w Polsce może w ciągu dwóch dekad wystąpić znaczący niedobór mocy wytwórczych, wynikający – z jednej strony – z przewidywanego wzrostu zapotrzebowania szczytowego na moc i energię, a z drugiej – ze znacznego zakresu planowanych wycofań jednostek wytwórczych z eksploatacji. Niedobór mocy wytwórczych może spowodować konieczność wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przez odbiorców. Rząd co prawda wskazuje, że w krótkotrwałej perspektywie istnieje możliwość pokrywania niedoborów importem z sąsiednich systemów elektroenergetycznych, niemniej jednak, uzależniając się w dłuższym czasie od importu energii elektrycznej wytworzonej w innych krajach, państwo nie wykonywałoby swojej roli poprawnie, ponieważ możliwość importu nie daje gwarancji bezpieczeństwa, zwłaszcza w sytuacjach kryzysowych oraz w ekstremalnych warunkach (np. pogodowych), kiedy niedobory mogą wystąpić w kilku sąsiadujących krajach jednocześnie.

Jakkolwiek problem braku wystarczających mocy wytwórczych występuje (z mniejszym lub większym natężeniem) w skali całego kontynentu, to w Polsce jest on szczególnie palący – sytuacja kryzysowa wystąpiła już w 2015 r. Jednocześnie – według analiz Polskich Sieci Elektroenergetycznych – w najgorszym scenariuszu już w 2021 r. krajowe jednostki wytwórcze nie sprostają wymaganiom odbiorców; a w najlepszym kryzys ten przesunięty zostanie o 9 lat.

Projektowany rynek mocy oznacza znaczące przemodelowanie struktury rynku energii w Polsce. Obecny model rynku w krajowym systemie elektroenergetycznym to tzw. rynek

jednotowarowy, co oznacza, że wytwórcy energii pokrywają koszty swojej działalności przychodami ze sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej oraz ze sprzedaży usług systemowych na rzecz operatora systemu przesyłowego. Obecne warunki rynkowe (relatywnie niskie ceny energii elektrycznej w porównaniu z kosztami inwestycji w nowe źródła) nie stwarzają wystarczających bodźców ekonomicznych do budowy nowych bloków energetycznych, na których można by oprzeć polską elektroenergetykę na najbliższe dziesięciolecia. Dlatego propozycja rządowa, ujęta w projekcie ustawy, zakłada wprowadzenie rynku mocy – rynku dwutowarowego, w którym obok przychodów z tytułu sprzedaży energii elektrycznej wytwórcy czerpaliby przychody również z drugiego źródła – opłaty za udostępnienie mocy (tzw. opłaty mocowej). Rynek mocy ma funkcjonować równoległe do rynku energii elektrycznej i nie wprowadzać ograniczeń w kształtowaniu cen na rynku energii elektrycznej – ceny te nadal będą kształtowane na podstawie relacji popytu i podaży na energię elektryczną.

## KLUCZOWE RAMY NOWEGO SYSTEMU

W uproszczeniu ustawa zakłada wprowadzenie w Polsce scentralizowanego rynku mocy elektrycznej, w którym centralny nabywca – operator systemu przesyłowego (OSP) – pozyskuje zobowiązanie do dostarczenia do systemu odpowiedniej mocy w określonych sytuacjach oraz do pozostawania w gotowości do jej dostarczenia. Zobowiązanie, nazwane obowiązkiem mocowym, oferują na aukcjach dostawcy mocy – wytwórcy i niektórzy odbiorcy energii elektrycznej. Aukcje na rynku mocy są elementem rynku pierwotnego, który składa się z aukcji głównej (w której okresie dostaw jest rok kalendarzowy) oraz aukcji dodatkowej (okres dostaw równy jest kwartałowi). Ustawa wprowadza również rynek wtórny, który polega na wymianie handlowej obowiązkami mocowymi pomiędzy uczestnikami rynku mocy i może występować dopiero po zamknięciu rynku pierwotnego.



Ciekawym rozwiązaniem, opartym na analogicznych rozwiązaniach brytyjskich dotyczących rynku mocy, jest przyjęty mechanizm aukcji. Aukcja na rynku mocy jest bowiem prowadzona w formie tzw. aukcji holenderskiej, z jednolitą ceną zamknięcia dla wszystkich jednostek rynku mocy, które wygrały aukcję (*pay-as-clear*). Cechą charakterystyczną aukcji holenderskiej jest tzw. wsteczne odliczanie zegara – w miarę postępowania aukcji (kolejnych rund) cena wywoławcza spada aż do momentu przecięcia się popytu z podażą. Taki mechanizm właśnie przewiduje ustawa. Aukcja polega na składaniu przez dostawców mocy (uczestników rynku) ofert wyjścia z aukcji, gdy cena licytowana w kolejnej rundzie jest niższa od ceny oczekiwanej.

W wyniku wygranej aukcji z wybranym dostawcą mocy zawierana jest umowa mocowa. Okres jej obowiązywania zależy od rodzaju danej jednostki rynku mocy (jej charakterystyki):

- do 15 lat w przypadku nowych jednostek rynku mocy;
- do 5 lat w przypadku jednostek modernizowanych;
- 1 rok – w przypadku jednostek wytwórczych istniejących lub jednostek redukcji zapotrzebowania (tzw. DSR-ów).

## GDZIE W TYM WSZYSTKIM ZNAJDUJE SIĘ SEKTOR GAZOWNICZY?

Z oczywistych względów proponowane zmiany odnoszą się do sektora elektroenergetycznego. Niemniej jednak, pośrednio, wprowadzenie rynku mocy może oddziaływać również na sektor paliw gazowych. Przede wszystkim rynek mocy ma stworzyć podwaliny do inwestycji w nowe jednostki wytwórcze. Co do zasady, rynek mocy jest neutralny technologicznie w tym sensie, że nie powinien determinować z góry konkretnej technologii wytwarzania energii elektrycznej. Należy mieć przy tym na uwadze, iż aukcje będą organizowane m.in. na podstawie określonych dla poszczególnych grup technolo-

gii parametrów techniczno-ekonomicznych (tzw. atrybutów), określanych przez ministra właściwego do spraw energii. Na obecnym etapie trudno przewidzieć kształt tych atrybutów. Nie można wykluczyć, iż obok technologii węglowych istotną część mechanizmów rynku mocy będzie warunkowała inwestycja w nowe jednostki zasilane paliwem gazowym.

Odrębną kwestią jest wpływ projektowanych rozwiązań na obecnie istniejące elektrownie gazowe oraz zasilane paliwami gazowymi elektrociepłownie. Jak już bowiem wspomniano, rynek mocy (oraz mechanizmy aukcyjne) obejmować będzie również istniejące jednostki wytwórcze. Jednocześnie, w toku prac nad ustawą rząd, mimo początkowych odmiennych propozycji, zdecydował się objąć wsparciem mocowym również jednostki kogeneracyjne.

## CO DALEJ?

Zgodnie z planami rządu, ustawa miałaby wejść w życie w styczniu 2018 roku. Na przyszły rok zaplanowano aukcje główne na dostawy w latach 2021–23. Kluczowym problemem, z którym na obecnym etapie musi zmierzyć się rząd, jest przekonanie Komisji Europejskiej do zakładanych rozwiązań. Rynek mocy stanowi bowiem element pomocy publicznej i jest bacznie obserwowany przez Brukselę. Tymczasem nie jest tajemnicą, iż mechanizmy mocowe nie mogą liczyć na daleko idącą przychylność organów UE. Analiza opublikowanego w listopadzie 2016 r. projektu tzw. pakietu zimowego potwierdza, iż wizja Komisji Europejskiej na kształt rynku energii elektrycznej w UE nie jest do końca zgodna z wizją polskiego rządu. W najbliższych miesiącach czekają nas zatem kluczowe dla przyszłości polskiej elektroenergetyki negocjacje z Komisją Europejską.

**Autor jest radcą prawnym, partnerem w Kancelarii Wierciński, Kwieciński, Baehr sp.k.**



# Gazownictwo wobec ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych

Adam Wawrzynowicz, Tomasz Brzeziński

27 kwietnia 2017 r. w „Biuletynie Informacji Publicznej” Rządowego Centrum Legislacji został opublikowany i przekazany do konsultacji publicznych projekt ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych (dalej projekt ustawy), który przewiduje m.in. nowe obowiązki operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych, dotyczące rozwoju infrastruktury tankowania pojazdów samochodowych napędzanych sprężonym gazem ziemnym (CNG) i skroplonym gazem ziemnym (LNG).

Projekt poddany został również uzgodnieniom międzyresortowym, w ramach których swoje stanowiska zgłosili m.in. prezes Urzędu Regulacji Energetyki, prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz minister środowiska. Niniejszy artykuł jest zgodny z projektem ustawy aktualnym na 22 czerwca 2017 r.

## Cele realizowane przez projekt ustawy

Projekt ustawy wdraża dyrektywę PE i Rady 2014/94/UE z 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (dyrektywa 2014/94), która na państwa członkowskie Unii Europejskiej (UE) nakłada obowiązek rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, obejmujących m.in. LNG i CNG. Termin implementacji dyrektywy 2014/94 do krajowych porządków prawnych upłynął 18 listopada 2016 r.

Celem dyrektywy 2014/94 jest zapewnienie swobodnego poruszania się w obszarze UE pojazdów napędzanych paliwami alternatywnymi, w tym gazem ziemnym. Dyrektywa 2014/94 zobowiązuje państwa członkowskie do zapewnienia punktów tankowania CNG i LNG wzdłuż tzw. sieci bazowej w ramach transeuropejskiej sieci transportowej (sieci bazowej TEN-T), przedstawionej w załączniku nr 1 do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady UE nr 1315/2013 w sprawie unijnych wytycznych dotyczących rozwoju transeuropejskiej sieci transportowej i uchylającego decyzję nr 661/2010/UE (rozporządzenie 1315).

Szczegółowe zobowiązania nałożone na państwa członkowskie w dyrektywie 2014/94 obejmują m.in. opracowanie krajowych ram polityki w zakresie rozwoju rynku paliw alternatywnych w sektorze transportu i rozwoju właściwej infrastruktury. Zgodnie z tym zobowiązaniem 29 marca 2017 r. Rada Ministrów przyjęła „Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych”. Dokument zawiera analizę aktualnego i prognozowanego rozwoju rynku paliw alternatywnych w transporcie oraz wyznacza cele w zakresie rozwoju tego ry-

ku i niezbędnej infrastruktury, które zostały następnie przeniesione do projektu ustawy. Ponadto, art. 7 dyrektywy 2014/94 zobowiązuje państwa członkowskie m.in. do:

- 1) utworzenia do 31.12.2025 r. odpowiedniej liczby punktów tankowania LNG w celu zapewnienia możliwości poruszania się pojazdów ciężarowych napędzanych LNG w granicach obszaru całej UE,
- 2) utworzenia do 31.12.2020 r. odpowiedniej liczby punktów tankowania CNG, umożliwiającej poruszanie się pojazdów silnikowych napędzanych CNG w granicach aglomeracji miejskich i gęsto zaludnionych obszarów,
- 3) utworzenia do 31.12.2025 r. odpowiedniej liczby punktów tankowania CNG w celu zapewnienia możliwości poruszania się pojazdów silnikowych napędzanych CNG w całej UE,
- 4) zapewnienia odpowiednich informacji dla użytkowników pojazdów napędzanych paliwami alternatywnymi.

## Nowe obowiązki OSD

Projekt ustawy nakłada nowe obowiązki na operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSDe) oraz gazowych (OSDg) w zakresie m.in. przygotowania programów budowy na obszarach ich działania odpowiednio punktów ładowania energii elektrycznej oraz punktów tankowania CNG, stanowiących część planów rozwoju, o których mowa w art. 16 ust. 4 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. „Prawo energetyczne” (PE).

Projekt ustawy przewiduje także obowiązek budowy przez OSDg ogólnodostępnych punktów tankowania CNG. Jak wynika z uzasadnienia projektu ustawy, gaz ziemny w postaci CNG można uzyskać za pomocą sprężarek zainstalowanych na gazociągu dystrybucyjnym, natomiast infrastruktura LNG działa na innych zasadach, w związku z tym w przepisach projektu ustawy infrastruktura LNG została potraktowana w odmienny sposób niż infrastruktura służąca do tankowania CNG – nie przewidziano zwłaszcza obowiązku OSDg budowy punktów tankowania LNG.



Ponadto, wprowadzono pojęcie operatora infrastruktury wytłanianego w drodze konkursu, który ma zarządzać infrastrukturą paliw alternatywnych. W przypadku energii elektrycznej operator infrastruktury będzie miał także obowiązek wybudowania ogólnodostępnego punktu ładowania (przy czym jedynie w przypadku nierozstrzygnięcia konkursu funkcję tę będzie pełnił OSDe). Z kolei obowiązek wybudowania punktów tankowania CNG ma w założeniu obciążać OSDg, natomiast rolą operatora infrastruktury będzie zarządzanie nią i prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie tankowania pojazdów CNG.

Projektowane obowiązki OSDg, związane z rozwojem stacji tankowania CNG i LNG, obejmują ponadto wyrażanie stanowiska względem opracowanego przez Generalnego Dyrektora Dróg Krajowych i Autostrad (GDDKiA) planu lokalizacji punktów ładowania pojazdów, punktów tankowania CNG i LNG wzdłuż pozostających w zarządzie GDDKiA dróg sieci bazowej TEN-T. Ponadto, zaproponowano zasady informowania konsumentów o paliwach alternatywnych, sposób oznakowania dystrybutorów i pojazdów oraz zasady funkcjonowania Ewidencji Infrastruktury Paliw Alternatywnych.

Zgodnie z art. 23 projektu ustawy, OSDg ma obowiązek przygotowania programu dotyczącego budowy ogólnodostępnych punktów tankowania CNG oraz przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci niezbędnych do przyłączenia tych punktów. Program ten ma być obligatoryjnie sporządzany wyłącznie dla gminy (gmin) zlokalizowanej na obszarze działania OSDg, w której liczba mieszkańców wynosi co najmniej 100 tys., zostało w niej zarejestrowanych co najmniej 60 tys. pojazdów samochodowych i co najmniej 400 pojazdów samochodowych przypada na 1000 jej mieszkańców. Program ma być opracowywany na 5 lat jako część planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 4 PE i powinien obejmować informacje m.in. o:

- 1) liczbie planowanych punktów tankowania CNG;
- 2) parametrach technicznych i lokalizacji punktów tankowania CNG planowanych do przyłączenia do sieci;
- 3) dostępnych zdolnościach technicznych sieci gazowych, do których mają zostać przyłączone punkty tankowania CNG;
- 4) dostępnej w punkcie wyjścia mocy przyłączeniowej.

Stosownie do art. 24 projektu ustawy, OSDg buduje punkty tankowania CNG w gminach w liczbie wskazanej w art. 32 ust. 2, zgodnie z którym minimalna ich liczba do roku 2020 wyniesie co najmniej 2 albo 6 (zależnie od liczby mieszkańców i zarejestrowanych pojazdów samochodowych).

Ponoszone przez OSDg koszty realizacji obowiązku budowy punktów tankowania CNG oraz organizacji konkursów na operatora infrastruktury (opisanych poniżej) zaliczane są do kosztów uzasadnionych jego działalności w rozumieniu ustawy PE.

## Obowiązek wyłonienia operatora infrastruktury dla punktów tankowania CNG

W projekcie ustawy wprowadzono funkcję operatora infrastruktury, do którego zadań należy sprzedaż CNG w punkcie tankowania CNG oraz zapewnienie, aby punkt tankowania CNG spełniał warunki techniczne określone w rozporządzeniu wydanym przez ministra energii. OSDg wyłania operatora infra-

struktury w drodze konkursu spośród przedsiębiorstw posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi. Opracowuje też harmonogram konkursów w terminie 2 miesięcy od uzgodnienia planu rozwoju oraz ogłasza, organizuje i przeprowadza konkurs. OSDg publikuje ogłoszenie o konkursie na swojej stronie internetowej. W przypadku unieważnienia konkursu (np. gdy żaden z uczestników nie uzyskał minimalnej liczby punktów określonych w warunkach przetargu), operatorem infrastruktury z mocy prawa zostaje sprzedawca z urzędu w rozumieniu art. 3 pkt 29 PE.

Zgodnie z art. 28 projektu ustawy, OSDg zawiera z operatorem infrastruktury umowę o pełnienie obowiązków operatora infrastruktury na minimum 10 lat, zgodnie z którą OSDg przekazuje operatorowi infrastruktury w dzierżawę punkt tankowania CNG. Po upływie terminu, na jaki została zawarta umowa, operator infrastruktury przekazuje OSDg punkt tankowania CNG w stanie niepogorszonym, z uwzględnieniem jego zużycia wskutek prawidłowego używania.

## Udział OSD w sporządzeniu planu przez GDDKiA

Zgodnie z projektowanym art. 34, GDDKiA przygotowuje plan lokalizacji punktów ładowania pojazdów, punktów tankowania CNG i punktów tankowania LNG wzdłuż pozostających w jego zarządzie dróg sieci TEN-T na minimum 3 lata. Plan ten określa m.in. liczbę i miejsce położenia punktów niezbędnych do pokrycia zapotrzebowania na paliwa w pojazdach poruszających się po drogach sieci TEN-T. GDDKiA konsultuje projekt planu z właściwymi OSDe i OSDg oraz podmiotami zarządzającymi miejscami obsługi podróżnych. OSDg i OSDe przekazują stanowisko w dwa miesiące od dnia otrzymania projektu, wraz z oceną technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia punktów wskazanych w planie. Na tej podstawie GDDKiA opracowuje harmonogram konkursów przeprowadzanych w celu wyłonienia operatora infrastruktury dla planowanych lokalizacji punktów.

## Obowiązki informacyjne OSD

Projekt ustawy nakłada obowiązki w zakresie informowania o rodzaju paliwa alternatywnego wykorzystywanego do napędu pojazdu samochodowego na producentów pojazdów samochodowych, właścicieli placówek prowadzących sprzedaż pojazdów silnikowych i na operatorów infrastruktury.

Ponadto, w art. 43 tworzy się rejestr publiczny pod nazwą „Ewidencja infrastruktury paliw alternatywnych”, gromadzący m.in. informacje o położeniu punktów tankowania CNG i LNG oraz cenach paliw alternatywnych. Wymienione powyżej dane do „Ewidencji” przekazuje operator infrastruktury punktu tankowania CNG oraz LNG.

Operator infrastruktury przekazuje też prezesowi Urzędu Dozoru Technicznego informacje o liczbie i położeniu punktów tankowania CNG, punktów tankowania LNG bądź punktów bunkrowania LNG.

**Autorzy są radcami prawnymi, współnikami w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy.**



# InnVento

## już działa

**Anna Trojanowska**

Inkubator InnVento dla start-upów zainaugurował działalność w nowej siedzibie w Centrali PGNiG SA. To pierwsza taka inicjatywa w polskim sektorze gazowniczym.

Inkubator InnVento, który powstał z inicjatywy PGNiG SA, dedykowany jest start-upom, które rozwijają pomysły w branży energetycznej. Patronat nad przedsięwzięciem objęło Ministerstwo Energii, a partnerami zostali Agencja Rozwoju Przemysłu SA, Izba Gospodarcza Gazownictwa oraz Instytut Nafty i Gazu-PIB. Dzięki temu program stanowi wypadkową wiedzy i możliwości eksperckich kilku organizacji.

Aby stworzyć jak najlepsze warunki stymulujące kreatywność, zapewniono specjalnie zaadaptowaną przestrzeń (prawie 600 m<sup>2</sup>), wyposażoną w najnowocześniejszy sprzęt. Jednak największy walor inkubatora to nie technologiczne zaplecze, a wsparcie eksperckie – start-upy mogą liczyć na konsultacje z doświadczonymi specjalistami Grupy Kapitałowej PGNiG SA, a każdym start-upem – beneficjentem programu – będzie się opiekował merytorycznie mentor – ekspert ze spółki Grupy Kapitałowej PGNiG. Oprócz tego start-upy będą mogły skorzystać z usług doradczych np. w zakresie zarządzania, a także pozyskiwania finansowania.

Obszary zainteresowania inkubatora celowo zostały zarysowane szeroko, tak aby nie ograniczać innowatorów, a wręcz przeciwnie – stymulować ich do jak największej kreatywności. Wśród obszarów wyróżniono m.in. innowacje w wykorzysta-



niu gazu ziemnego, nowe źródła energii czy nowe produkty dla klienta końcowego. Organizatorzy czekają na innowacyjne rozwiązanie, które może zostać zaadaptowane w Grupie Kapitałowej PGNiG SA. Rekrutacja start-upów do inkubatora prowadzona jest na bieżąco poprzez stronę [innvento.pl](http://innvento.pl).

Nadesłane zgłoszenia zostaną poddane ocenie merytorycznej, a wybrane do programu, korzystając z zasobów i wsparcia Inkubatora InnVento, mają szansę na dynamiczny wzrost i rozwój swoich produktów i usług. Proces inkubacji przyspieszy rozwój projektu, pozwoli osiągnąć taki poziom zaawansowania, który może skutkować m.in. nawiązaniem relacji biznesowej z PGNiG SA.

Na uroczystym otwarciu Inkubatora InnVento na terenie Centrali PGNiG SA pojawiło się wiele osób zaangażowanych w rozwój innowacyjności w branży energetycznej. – Są państwo świadkami przełomowego wydarzenia w historii naszej spółki. Ze wszystkich firm energetycznych, nie tylko w Polsce, ale i w regionie Europy Środkowo-Wschodniej, inkubator InnVento będzie pierwszym ukierunkowanym branżowo. Do stworzenia tego inkubatora zachęcił nas ważny dokument stworzony w Ministerstwie Energii: „O kierunkach rozwoju innowacji energetycznych”. Staramy się pójść jeszcze dalej i mieć swój udział w wyznaczaniu kierunków rozwoju innowacji – **powiedział Piotr Woźniak, prezes Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA**. Wskazał również na szerokie możliwości oferowane przedsiębiorcom i naukowcom przez spółkę.

Podczas uroczystości otwarcia inkubatora przemawiał również **Maciej Małecki, sekretarz stanu w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów**: – Długo na to czekaliśmy. Dzisiaj patrzymy na początek projektu, który może doprowadzić do spotkania

młodych, ambitnych, dynamicznych kreatorów polskiej myśli technicznej z siłą, doświadczeniem i potencjałem lidera na polskim rynku gazu – podkreślił. – To zmiana w mentalności i sposobie zarządzania spółkami Skarbu Państwa, której wymaga rząd Rzeczypospolitej Polskiej. Pieniądze spółek Skarbu Państwa powinny służyć tworzeniu przewagi konkurencyjnej Polski i wyższej marży polskich przedsiębiorców – zaznaczył M. Małecki. – Żadnego kraju nie stać na marnowanie talentów. Życzę, żeby w tym miejscu dochodziło do największego efektu skali dobrej współpracy młodych, ambitnych przedsiębiorców oraz siły i potencjału Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa.

– To, co wydawało się niemożliwe, czyli zmiana mentalności w obszarze otwarcia się na kulturę innowacyjności, stało się możliwe – **powiedział Łukasz Kroplewski, wiceprezes PGNiG ds. Rozwoju**. – Na to, co wcześniej było domeną grupy kilku zapaleńców, otwiera się dzisiaj cała potężna Grupa Kapitałowa PGNiG SA. Zrozumieliśmy wszyscy, że dzięki innowacjom możemy być efektywni, działać szeroko i wyznaczać trendy – dodał. – Mam nadzieję, że te doświadczenia, ten zapał i ta swoista synergia pomiędzy biznesem, nauką i stroną rządową przyniosą wspaniałe owoce. Potrafimy robić biznes i chcemy podzielić się naszymi doświadczeniami – z korzyścią dla wszystkich stron przedsięwzięcia. Zapraszam do składania aplikacji do naszego inkubatora InnVento – podsumował wiceszef PGNiG.

Inkubator InnVento to pierwszy taki projekt w sektorze naftowo-gazowniczym, dlatego organizatorzy wiążą z nim duże nadzieje i oczekiwania. Wierzą, że stworzona platforma kontaktu i wymiany wiedzy pomiędzy doświadczonymi ekspertami i młodymi, kreatywnymi ludźmi zaowocuje wartościowymi rozwiązaniami, które przyczynią się do rozwoju innowacyjnych technologii w polskiej gospodarce.





# Gaz ziemny ma przyszłość w Polsce

Ernest Chołuj

Gaz ziemny w polityce energetycznej Polski może odegrać znaczącą rolę. Aby jednak wykorzystać tę szansę, konieczne jest urzeczywistnienie paradygmatu dywersyfikacji oraz stworzenie fundamentów rynkowych pozwalających na funkcjonowanie prawdziwie konkurencyjnego rynku, opartego na solidnych fundamentach w zakresie źródeł gazu.

Z roku na rok obserwujemy ciągle wzrost znaczenia gazu ziemnego jako kluczowego paliwa w światowym bilansie energii. Przygotowana przez Międzynarodową Agencję Energetyczną (MAE) prognoza zużycia gazu ziemnego wskazuje na wzrost wykorzystania gazu na świecie w 2040 roku o ok. 33% w stosunku do roku 2014<sup>1</sup>. Również przygotowywany rokrocznie „Światowy przegląd energetyczny” w 2012 r. MAE opublikowała pod hasłem „Are we entering a golden age of gas?”. W odniesieniu do Unii Europejskiej (UE) dane MAE są bardziej zachowawcze – wynika z nich, że w perspektywie lat 2014–2040 zużycie gazu w UE wzrośnie z 418 mld m<sup>3</sup> jedynie do 452 mld m<sup>3</sup>. Podobnie ENTSOG<sup>2</sup> zakłada, że z powodu polityki klimatycznej UE oraz zmian na rynku energii elektrycznej popyt na gaz ziemny w Unii Europejskiej będzie spadać, co powinno przełożyć się na ostrożniejsze decyzje o budowie nowej infrastruktury przesyłowej.

Na prognozy zużycia gazu w UE wpływ ma kilka ważnych czynników: kluczowym jest pakiet „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, przygotowany przez KE, którego priorytetami są: efektywność energetyczna, zapewnienie UE roli lidera w zakresie odnawialnych źródeł energii oraz zorientowanie na konsumentów energii. KE kładzie szczególny nacisk na realizację celów klimatycznych, elastyczność rynku, dekarbonizację i rozwój innowacji. Zdaniem KE, od czasu trzeciego pakietu energetycznego, przyjętego w 2009 r., rynek energii elektrycznej uległ transformacji w związku z postępem technologicznym oraz zwiększającym się wolumenem energii elektrycznej wytwarzanej z OZE. W konsekwencji rynek energii elektrycznej powinien zostać dostosowany do aktualnej sytuacji oraz przyszłych wyzwań, które będą miały znaczny wpływ na rynek gazu.

Równie ważnym czynnikiem, który wpłynie na konsumpcję gazu jest „Polityka klimatyczno-energetyczna UE do 2030 r.”, która zobowiązuje państwa członkowskie do osiągnięcia 27-procentowego udziału energii ze źródeł odnawialnych w ogólnym bilansie zużycia energii w UE oraz do poprawy efektywności energetycznej o 27%, a także nowy system ETS, prowadzący do wzmocnienia ambicji redukcyjnych emisji CO<sub>2</sub>.

Gaz nie jest więc celem polityki UE, a jedynie środkiem, który ma ułatwić jego osiągnięcie. Tym samym nie jest w centrum zainteresowania Europy, ale ma być silnym fundamen-

tem UE jako innowatora zielonej energetyki. Przyjmuje się więc, że popyt na gaz w większości państw UE prawdopodobnie będzie stabilny, z trajektorią spadkową w perspektywie średnioterminowej, ponieważ gaz jest jedynym, oprócz OZE i energii atomowej, nośnikiem energii spełniającym wysokie kryteria emisji oraz na tyle elastycznym, że może stanowić *backup* dla źródeł odnawialnych. Przyjmuje się również, że nasycenie państw Europy Zachodniej gazem ziemnym jest tak wysokie, iż nie ma przestrzeni dla dalszego zwiększenia wolumenu jego zużycia.

Z uwagi na stan rozwoju polskiej gospodarki, dystans dzielący ją od gospodarki państw zachodnioeuropejskich, odmiennie niż w państwach starej UE, ale za to zgodnie z trendami światowymi, w Polsce obserwujemy wzrost krajowego zużycia gazu, który na koniec 2016 r. wyniósł 15,99 mld m<sup>3</sup>, czyli o 4,43% więcej w stosunku do roku 2015<sup>3</sup>.

Również prognoza krajowego zużycia gazu ziemnego, przygotowana przez operatora systemu przesyłowego OGP GAZ-SYSTEM S.A., zakłada dalszy wzrost jego zużycia w zależności od przyjętego wariantu: od 18,7 do 21,4 mld m<sup>3</sup> w perspektywie do 2035 r.<sup>4</sup>

Zużycie gazu w Polsce, a także jego eksport w przyszłości, będą determinowane wieloma czynnikami. Przewidujemy, że zużycie będzie ulegało stopniowemu zwiększeniu m.in. poprzez wykorzystanie gazu w transporcie, gazyfikację terenów dotychczas niezgazyfikowanych, walkę z niską emisją, rezygnację z regulowania cen gazu ziemnego i dalsze zwiększanie konkurencyjności rynku gazu, projekty dywersyfikacyjne oraz powstanie w Polsce regionalnego centrum handlu gazem (hubu gazowego) czy ostatecznie możliwy rozwój elektroenergetyki opartej na paliwach niskoemisyjnych.

Ministerstwo Energii pracuje nad przepisami wdrażającymi dyrektywę o paliwach alternatywnych w transporcie. Opracowało także krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, które stanowią strategię rozwoju transportu opartego na prądzie i gazie ziemnym: do roku 2020 ma powstać 40 punktów tankowania gazu ziemnego CNG i ponad 3 tys. pojazdów napędzanych tym paliwem w 32 aglomeracjach; do roku 2025 – ponad 70 punktów tankowania wzdłuż najważniejszych dróg (sieć bazowa TEN-T) oraz ponad 50 tys. pojazdów napędzanych gazem ziemnym (zarówno w postaci CNG, jak i LNG), do roku 2025 – w najważniejszych polskich

portach: Gdańsk, Gdynia, Szczecin, Świnoujście – powstanie możliwość bunkrowania statków LNG.

Obecnie stopień gazyfikacji kraju wynosi ok. 58%. Zatwierdzony przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2016–2022 Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. zakłada zwiększenie stopnia gazyfikacji w 2022 r. do 60,79%. Niedawno PSG sp. z o.o. informowała, że od lipca ubiegłego roku do tej pory podpisała ponad 240 listów intencyjnych dotyczących współpracy z gminami w sprawie gazyfikacji.

Prowadzona jest zatem systematyczna rozbudowa systemu gazowego dystrybucyjnego i przesyłowego. Eliminacja tzw. wąskich gardeł w systemie przesyłowym i dystrybucyjnym oraz gazyfikacja regionów niezgazyfikowanych umożliwią przyłączenie do sieci kolejnych odbiorców oraz zwiększenie liczby świadczonych usług przesyłu i dystrybucji gazu. Tym samym pozwoli to zaspokoić rosnący popyt na nowe przyłączenia oraz na gaz ziemny w wielu regionach Polski.

Wszystkie działania aktywizujące i stymulujące stronę popytową są jednak zależne od podstawowego celu polskiej doktryny energetycznej – konieczności dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego do Polski. W przypadku bowiem dostaw gazu wyłącznie z jednego kierunku celowość rozwijania gospodarki opartej na takim surowcu – ze względów strategicznych – należy postawić pod znakiem zapytania.

Polska konsekwentnie realizuje strategię dywersyfikacji dostaw gazu, tak aby po wygaśnięciu w 2022 r. obecnie obowiązującego kontraktu długoterminowego na dostawy gazu z Rosji możliwe było skorzystanie z najbardziej ekonomicznie uzasadnionych źródeł importu i aby niemożliwy był szantaż polityczny oparty na przesłankach ekonomicznych. W tym zakresie plany spółki OGP GAZ–SYSTEM S.A. w zakresie rozwoju gazowej sieci przesyłowej zakładają wybudowanie w perspektywie do 2027 roku 2700 km nowych gazociągów, związanych zwłaszcza z budową korytarza gazowego północ–południe oraz integracją rynku gazu państw bałtyckich z rynkiem gazu w Europie Środkowo-Wschodniej.

Zapewnienie niezależności energetycznej, bezpieczeństwa dostaw gazu oraz realnej dywersyfikacji źródeł dostaw – takie możliwości daje realizacja koncepcji Bramy Północnej, na którą składa się realizacja korytarza gazowego łączącego norweskie złoża z polskim systemem przesyłowym czy projekt rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu.

Jesteśmy zdeterminowani, aby zwiększyć bezpieczeństwo dostaw gazu do Europy Środkowej, wzmocnić konkurencyjność naszego regionu, a także integrować skandynawski i środkowo-europejski rynek gazu. Połączenie Norwegia–Dania–Polska, rozpatrywane jako jednolita koncepcja połączenia norweskich źródeł gazu ziemnego z rynkami krajów regionu Europy Środkowej (Polski, Czech, Słowacji oraz Ukrainy) oraz regionu bałtyckiego (Danii, Szwecji, Litwy, Łotwy, Estonii), jest ku temu jednym z najlepszych możliwych narzędzi.

Jednakże rozpatrywane są również inne sposoby zapewnienia niezależności energetycznej – oprócz realizacji Bramy Północnej planowana jest rozbudowa przepustowości terminalu LNG, który już teraz jest największym terminalem LNG w rejonie Morza Bałtyckiego. Po planowanej rozbudowie przepu-

stowość terminalu wzrośnie do 7,5 mld m<sup>3</sup>, a następnie nawet do 10 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Niedawno OGP GAZ–SYSTEM S.A. zapowiedział przeprowadzenie prac projektowych rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu, a miesiąc temu zaprosił do składania ofert na przeprowadzenie studium wykonania FSRU w Zatoce Gdańskiej.

Należy podkreślić, że polski terminal jest projektem kluczowym z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw gazu nie tylko dla Polski. Rozbudowa zdolności regazyfikacyjnych ma na celu umożliwienie zwiększonych dostaw gazu z nowych źródeł do państw regionu Europy Środkowej i Ukrainy, a także innych państw, przez które przebiegać będzie korytarz północ–południe. Dostęp do terminalu w Świnoujściu jest otwarty dla wszystkich zainteresowanych. W tym kontekście warto podkreślić, że największy podmiot na polskim rynku gazu, Grupa Kapitałowa PGNiG, poprzez spółkę PGNiG Supply and Trading, prowadzi działania na rzecz rozwoju handlu LNG. W tym celu zostało utworzone biuro w Londynie. Nie bez znaczenia pozostaje również informacja o pierwszym zawartym kontrakcie na dostawę gazu LNG ze Stanów Zjednoczonych do terminalu w Świnoujściu.

Kolejnym elementem polityki energetycznej Polski jest rozbudowa połączeń transgranicznych z Ukrainą, Słowacją, Litwą

Wszystkie działania aktywizujące i stymulujące stronę popytową są jednak zależne od podstawowego celu polskiej doktryny energetycznej – konieczności dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego do Polski.

i Czechami, która umożliwi stworzenie płynnego rynku regionalnego, zgodnie z koncepcją korytarza północ–południe.

Położenie geograficzne Polski w centralnej części Europy oraz realizowany plan rozwoju ukierunkowany na zmianę źródeł dostaw, rozbudowę terminalu LNG oraz budowę połączeń transgranicznych z państwami sąsiednimi mogą sprawić, że polski system przesyłowy w przyszłości odegra kluczową rolę w procesie integracji i liberalizacji rynku gazu na osi północ–południe oraz wschód–zachód.

Pragnę podkreślić, że gaz ziemny w polityce energetycznej Polski może odegrać znaczącą rolę – Polska jest krajem, w którym obecnie gaz ma przyszłość. Aby jednak wykorzystać szansę, konieczne jest zapewnienie, że nie może on być bronią polityczną użytą przeciwko naszemu państwu. Faktyczne więc urzeczywistnienie paradygmatu dywersyfikacji oraz stworzenie fundamentów rynkowych pozwalających na funkcjonowanie prawdziwie konkurencyjnego rynku, opartego na solidnych fundamentach w zakresie źródeł gazu, jest wyzwaniem polskiej polityki energetycznej na najbliższe kilka–kilkanaście lat.

**Autor jest dyrektorem generalnym Ministerstwa Energii.**

<sup>1</sup> World Energy Outlook 2016, IEA – International Energy Agency.

<sup>2</sup> ENTSG – organizacja zrzeszająca operatorów systemów przesyłowych państw UE.

<sup>3</sup> Badania statystyczne ministra energii.

<sup>4</sup> Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego OGP GAZ–SYSTEM S.A. w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2016–2025.

# EXPO-GAS 2017

Imprezą towarzyszącą IX Targom Techniki Gazowniczej EXPO GAS 2017, odbywającym się 26–27 kwietnia br. w Kielcach, była konferencja „Gaz ziemny jako wsparcie dla bezpieczeństwa rynku energii i ochrony środowiska”.

Konferencja składała się z panelu dyskusyjnego w sesji I pt. „Kogeneracja gazowa systemowa elementem rynku mocy” oraz dwóch paneli dyskusyjnych w sesji II, a mianowicie panelu zatytułowanego „LNG i CNG wsparciem dla ochrony środowiska” i panelu pt. „CNG jako skuteczny element walki ze smogiem”.

Konferencję otworzył **Łukasz Kroplewski**, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa i jednocześnie wiceprezes zarządu PGNiG.

Panel pierwszy rozpoczął się od wystąpienia **Ernesta Choluja**, dyrektora generalnego w Ministerstwie Energii (publikujemy na str. 24–25).

Następnie głos zabrał prof. zw. dr hab. inż. **Waldemar Kamrat** z Politechniki Gdańskiej, moderator pierwszego panelu, który dokonał wprowadzenia tematycznego do głównej osi dyskusji, tj. rynku mocy, prezentując referat pt. „Kogeneracja gazowa vs. rynek mocy w Polsce”, w którym omówił bazę paliwową dla elektroenergetyki, istniejący potencjał wytwórczy, w tym energetyki gazowej zlokalizowanej głównie w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych gazem. Postawił tezę, że perspektywnym obszarem rozwoju elektroenergetyki, oprócz czystych technologii węglowych, jest ciepłownictwo/kogeneracja oraz gazowa energetyka regulacyjna.

Obecnie jednym z ważnych problemów inwestowania są aktualne ceny energii na rynku hurtowym, które nie zachęcają inwestorów do budowy nowych mocy wytwórczych, dlatego pojawiają się rozwiązania alternatywne dla jednotowarowego rynku energii. Ponieważ sytuacja niskich cen na rynku hurto-



Odnakę honorową „Zasłużony dla przemysłu naftowego i gazowniczego” odebrali: Tomasz Blacharski, Eliza Dyakowska, Tadeusz Furmański, Paweł Jańczak, Małgorzata Kępka, Wojciech Kietliński, Zbigniew Makowski i Tadeusz Podziemski.

wym trwa dłuższy czas, to coraz więcej ekspertów wskazuje na potrzebę zmian w systemie funkcjonowania elektroenergetyki. Jedną z możliwości jest wprowadzenie rynku mocy, który ma pomóc przede wszystkim w dwóch kwestiach – po pierwsze, ma złagodzić skutki ekonomiczne dla grup energetycznych, które są dysponentami nierentownych jednostek wytwórczych, aby mogły być gotowe do pracy w sytuacjach awaryjnych, do momentu odbudowy wystarczającej ilości mocy. Po drugie – stworzenie obok tradycyjnego rynku jednotowarowego (energii elektrycznej) dodatkowego rynku, w którym będzie się pla-

PARTNER STRATEGICZNY  
Konferencji EXPO-GAS 2017 i Warsztatów Technicznych



PARTNERZY  
Konferencji EXPO-GAS 2017 i Warsztatów Technicznych





cić za moc, może wzmocnić impulsy inwestycyjne dla budowy nowych jednostek wytwórczych. Mechanizm w postaci rynku mocy ma więc wynagradzać jednostki wytwórcze za dyspozycyjność mocy w konkretnych sytuacjach i okresach niedoboru w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE).

Jak wynika z danych operatora KSE, 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 dużych ilości nowych zdolności wytwórczych. 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.

Panelistami zaproszonymi do dyskusji byli:

Wojciech Dąbrowski, prezes PGNiG Termika, Dorota Jeziorowska z Ministerstwa Energii, dr inż. Małgorzata Kwęstarcz z Wydziału Instalacji Budowlanych, Hydrotechniki i Inżynierii Środowiska Politechniki Warszawskiej, prof. dr hab. inż. Janusz Lewandowski, dyrektor Instytutu Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej, Filip Nowaczyński z Ministerstwa Rozwoju i Finansów, Bogusław Regulski, wiceprezes Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, oraz dr inż. Janusz Ryk, dyrektor biura Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych.



Odnagę honorową „Za zasługi dla energetyki” odebrali: Marek Fiedorowicz, Adam Jarek, Jacek Jaworski, Robert Kwiatkowski, Grzegorz Rosłonek, Andrzej Schoeneich, Maciej Witek.

Moderator na początku debaty zapytał, czy w ogóle potrzebny jest w Polsce rynek mocy. Może po prostu wystarczy zwiększyć Operacyjną Rezerwę Mocy?

Na tak postawione pytanie odpowiedział prof. **Janusz Lewandowski**, stwierdzając, że rynek mocy jest potrzebny i należy wprowadzić go najszybciej, jak tylko to jest możliwe. Nie rozwiąże on wszystkich problemów związanych z budową nowych jednostek wytwórczych, zwłaszcza w technologiach wysokonapięciowych w sytuacji, gdy narastają problemy z bilansowaniem i strukturą mocy. Dr inż. **Małgorzata Kwęstarcz** dodała, że układy kogeneracyjne docelowo powinny być głównym podmiotem na rynku mocy. Ich rozproszenie, wynikające z lokalizacji odbiorców ciepła użytkowego, oraz uzupełnienie przez układy kogeneracyjne małej mocy, w dalszej perspektywie będą podstawą systemu energetycznego Polski.

Moderator z kolei zapytał przedstawicieli ministerstw, kiedy będzie możliwe wprowadzenie rynku mocy. Odpowiedź brzmiała obiecująco, wynikało z niej, że dokumenty w zakresie projektowanego mechanizmu rynku mocy są już w fazie uzgodnień.

Na kolejne pytanie: czy kogeneracja gazowa może być użyteczna w procesach modernizacji polskiego ciepłownictwa? – dr inż. Małgorzata Kwęstarcz stwierdziła, że kogeneracja gazowa to przede wszystkim układy małej mocy, tzw. źródła rozproszone. Znacząca ich część nie będzie notowana na rynku mocy z uwagi na ich małą moc. Jednak z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw, obniżenia kosztów dystrybucji gazu, ciepła, ale i energii elektrycznej, odegrają istotną rolę. Niewątpliwym atutem kogeneracji gazowej jest wysoka sprawność konwersji energii z paliwa na energię elektryczną i ciepło przy emisji jednostkowej niższej o prawie 40% w porównaniu z kogeneracją węglową.

**Bogusław Regulski**, wiceprezes Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, stwierdził, iż potencjalnym obszarem implementacji układów kogeneracyjnych są nie tylko źródła dużej mocy, ale także źródła wytwórcze małych i średnich mocy, dedykowane dla ciepłownictwa.

Elementem podwyższającym opłacalność układów kogeneracyjnych jest możliwość efektywnego zagospodarowania energii elektrycznej na własne potrzeby i sprzedaż nadwyżek do sieci elektroenergetycznej lokalnego dystrybutora.

Kolejne pytanie zostało skierowane do **Wojciecha Dąbrowskiego**, prezesa zarządu PGNiG Termika. Mianowicie, czy jest on przekonany co do konieczności budowy nowego bloku gazowo-parowego na Żeraniu, który z uwagi na jego dużą moc mógłby być aktywnym uczestnikiem rynku mocy. Prezes PGNiG Termika z pełnym przekonaniem potwierdził taką potrzebę. W swoim wystąpieniu wskazał wiele czynników wpływających na tę decyzję. Większość propozycji pakietu zimowego, tak bardzo niekorzystnych dla energetyki węglowej, nie będzie miała negatywnego wpływu na energetykę opartą na gazie. Energetyka gazowa, w tym kogeneracja, nie będzie miała problemu z dotrzymaniem limitu emisyjności w zakresie CO<sub>2</sub>, który został określony na 550 g/kWh. Mało tego, jednostki gazowe będą znacznie lepiej dopasowane do nowych rozwiązań rynku energii elektrycznej, premiujących elastyczność wytwarzania. Dlatego rozsądne jest, by polski miks energetyczny w większym niż dotychczas stopniu uwzględniał paliwa gazowe, nie wyłączając metanu górniczego.

Amerykański Electric Power Research Institute z Doliny Krzemowej (EPRI) w 2015 roku opublikował raport o kierunkach rozwoju przemysłu energetycznego w USA na tle trendów międzynarodowych. Uwzględniono tam m.in. prognozy rozwoju technologii oraz zmiany struktury miksu paliwowego. Autorzy piszą, że długoterminowo (analiza do roku 2025) królować powinien gaz. Nie tylko na rynku amerykańskim, co ze względu na złoża gazu łupkowego jest oczywiste, lecz również w skali globalnej. Zachęca do tego stały rozwój możliwości transportowania skroplonego gazu na długie dystanse i szybki rozwój technologii gazowych. Warto zwrócić uwagę, że raport opublikowano jeszcze przed zapowiedzią zniesienia zakazu eksportu gazu i ropy z USA przez Donalda Trumpa.

W strategii PGNiG Termika już wcześniej postanowiliśmy zwiększyć stopień zróżnicowania naszego miks paliwowego. Analizując pakiet zimowy, utwierdził się w słuszności tej decyzji i konsekwentnie ją realizujemy. Najpierw oddaliśmy do użytku zmodernizowany kocioł K1, przystosowany do spalania biomasy, a niedawno rozstrzygnęliśmy przetarg na dostawę i montaż bloku gazowo-parowego na Żeraniu.

Wybrana oferta obejmuje budowę bloku w formule pod klucz oraz umowę serwisową i opieka na kwotę 1 587 219 tys. zł brutto. Wykonawcą będą trzy firmy grupy Hitachi i Polimex Mostostal. Dzięki budowie tego bloku stare, wyeksploatowane kotły węglowe zostaną wycofane z użytku, a nowa jednostka wytwórcza umożliwi zwiększenie produkcji energii elektrycznej o ok. 80 procent. Będzie miała moc 490 MWe i ok. 320 MWt



Brązową Odznakę Honorową ICG odebrali: Ewa Daniszewska (APATOR METRIX S.A.), Tadeusz Furmański (PSG sp. z o.o.), Sławomir Kuziuta (SGT EuRoPol GAZ s.a.), Tadeusz Rostkowski (ZWUG INTERGAZ sp. z o.o.).

i rocznie będzie zużywała około 550 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego, co będzie stanowić około 4 proc. krajowego zużycia tego paliwa. Przekazanie do eksploatacji bloku gazowo-parowego planowane jest na rok 2020.

Analizując pakiet zimowy, zwróciliśmy uwagę, że promuje on dodatkowe możliwości uelastyczniania produkcji. W przypadku nadmiaru produkcji energii z wiatru lub fotowoltaiki będzie zachodziła konieczność wprowadzania ograniczeń w produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu. Kogeneracja gazowa, ze względu na znacznie niższe niż inne technologie nakłady inwestycyjne i znacznie większą elastyczność w regulowaniu wielkości produkcji, lepiej sobie radzi zarówno z ograniczaniem czasu pracy, jak i potem z ponownym zwiększaniem produkcji. Dlatego właśnie chcemy mieć w portfelu wytwórczym źródło gazowe. Poza tym ta inwestycja wpisuje się w strategię Grupy Kapitałowej PGNiG, zakładającej utrzymanie pozycji wiodącego dostawcy gazu na polskim rynku. Mówiąc o rozwiązaniach legislacyjnych, dyskutowanych obecnie w UE, należy pamiętać także o innych regulacjach, takich jak np. reforma systemu ETS. Zmierzona ona do znacznego ograniczenia dostępności pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>, co spowoduje wzrost ich ceny. Jeśli to nastąpi, kogeneracja gazowa może szybko stać się bardziej konkurencyjna od węglowej. Obecnie jeszcze tak nie jest, ale my już przygotowujemy się na taki wariant.

Kogeneracja gazowa jest technologią znaną i sprawdzoną. Zapewnia wysoką sprawność wytwarzania energii elektrycznej

i ciepła oraz przyczynia się do minimalizacji negatywnych skutków produkcji energii dla otoczenia. Jednocześnie technologie gazowe pozwalają na rozwój generacji rozproszonej. Kogeneracja gazowa łatwiej niż inne technologie będzie się wpisywała w koncepcje innowacyjnych rozwiązań energetycznych, jak np. klastry energetyczne. Ponadto, gaz daje możliwość rozwoju mikrokogeneracji.

W lipcu ubiegłego roku Ministerstwo Energetyki przedstawiło do konsultacji projekt wprowadzenia dwutowarowego rynku energii elektrycznej w Polsce poprzez uruchomienie tzw. rynku mocy, co oznacza, że oprócz sprzedawania i kupowania energii elektrycznej, tak jak do tej pory, będą dokonywane także transakcje polegające na zakupie przez Operatora Sieci Przesyłowej od producentów samej tylko gotowości do dostarczenia określonej ilości mocy do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Koncepcja przewiduje, że producent miałby gwarancję uzyskiwania dodatkowych stałych wpływów na poziomie ustalonym w kontrakcie, niezależnie od faktycznej sprzedaży energii. Takie gwarantowane przychody i wynikająca z nich stabilność mają zachęcać do podejmowania inwestycji: budowania nowych mocy produkcyjnych i modernizowania istniejących, a także do niewycofywania mocy istniejących.

Rynek mocy nie jest rozwiązaniem nowym. Funkcjonuje w USA i w 10 krajach Unii Europejskiej, przy czym w Wielkiej Brytanii został wdrożony stosunkowo niedawno (pierwsza aukcja na rok 2015 odbyła się w grudniu 2014), po uzyskaniu notyfikacji Komisji Europejskiej. W każdym z tych krajów istnieją jednak inne uwarunkowania i nie jest możliwe proste przeniesienie tamtejszych regulacji do Polski, która ma odmienną specyfikę. Między innymi charakteryzuje się dużym udziałem dostaw energii elektrycznej przez producentów wytwarzających ją w kogeneracji. Wiadomo, że jednostka kogeneracyjna jest wysoce efektywna pod warunkiem jednoczesnego produkowania energii elektrycznej i ciepła lub chłodu. Dlatego przy ograniczeniu poboru ciepła w lecie opłacalność wytwarzania samej energii elektrycznej spada. Obecnie pojawia się nowe zjawisko: wymuszanie przez operatora KSE ograniczeń produkcji energii elektrycznej nawet przy pełnym zapotrzebowaniu na ciepło, kiedy pojawia się nadmiar energii z OZE. To będzie stawiać nowe wyzwania przed jednostkami kogeneracyjnymi. Technologie gazowe ułatwią sprostanie tym wyzwaniom. W przypadku włączenia kogeneracji do rynku mocy – a jest ona uwzględniana w propozycjach rozwiązań legislacyjnych Ministerstwa Energii – trzeba wypracować mechanizm rekompensowania producentom kogeneracyjnym ponoszonych przez nich kosztów utrzymywania gotowości produkcji energii elektrycznej nawet wtedy, gdy z powodu braku zapotrzebowania na ciepło sama produkcja energii elektrycznej staje się nieopłacalna. Obecny system wsparcia dla kogeneracji wygasa w przyszłym roku. Prace nad nowym systemem zostały już rozpoczęte i będą równoległe z pracami nad rynkiem mocy. Wyniki będą miały ogromne znaczenie dla kogeneracji gazowej. Instalacje gazowe mogą szybciej i taniej reagować na naturalne potrzeby zwiększania lub ograniczania zapotrzebowania na ciepło z powodów klimatycznych, jak również na dyspozycje operatora KSE dotyczące konieczności szybkiego zwiększenia lub ograniczenia dostaw energii (co ma kapitalny wpływ na gwarantowanie bezpieczeństwa energetycznego kraju). Przedsię-



biorstwom musi się to jednak opłacać. Referenta wsparł tu dr inż. T. Wilczak, wiceprezes PGNiG Termika, zabierając głos z sali jako uczestnik konferencji.

Dyskusja przeniosła się w tej części na salę, była bardzo ożywiona, głównie w wyniku wypowiedzi prezesa Ł. Kroplewskiego i panelistów: dr inż. **Janusza Ryka**, który podkreślił, że ważnym uczestnikiem rynku mocy powinny być źródła kogeneracyjne, ze względu na jej wysoką efektywność, ale także ze względów bezpieczeństwa dla KSE. Awaria dużego bloku może zachwiać całym systemem energetycznym, a w przypadku generacji rozproszonej ryzyko, że w tym samym czasie wypadnie tak samo duża moc, jest bliskie zera.

Prof. **Janusz Lewandowski** zwrócił uwagę na niestabilną sytuację istniejących źródeł konwencjonalnych, wynikającą z braku systemowego wsparcia dla układów kogeneracyjnych, utrudniającą podejmowanie decyzji inwestycyjnych, przez co pogłębia się niedobór sterowalnych mocy w systemie elektroenergetycznym. Do tej kwestii odniosła się **Dorota Jeziorowska** z Ministerstwa Energii. Powiedziała, że w ministerstwie obecnie trwają prace nad projektem ustawy o rynku mocy, którego wprowadzenie spowoduje przejście z rynku jednotowarowego energii elektrycznej na rynek dwutowarowy, na którym dodatkowym produktem podlegającym transakcjom będzie moc dyspozycyjna. Równocześnie prowadzone są prace legislacyjne



*Z okazji Jubileuszu 10-lecia standaryzacji technicznej Izba Gospodarcza Gazownictwa złożyła również serdeczne podziękowania **Kazimierzowi Nowakowi** za mądre i organizacyjnie skuteczne kierowanie pracami Komitetu Standardu Technicznego przez całą dekadę. Dzięki zaangażowaniu przewodniczącego KST w zgromadzenie wokół KST i zachęcenie do współpracy najwyższej klasy specjalistów w branży gazowniczej powstało wiele wytycznych i standardów technicznych wysokiej jakości, definiujących i opisujących wiele procesów technologicznych i wymagań technicznych, które stanowią o olbrzymiej wartości dokonań KST i ich znaczeniu dla budowania bezpieczeństwa technicznego w gazownictwie.*

oraz procedura prenotyfikacji w Komisji Europejskiej. Zgodnie z projektem ustawy, pierwsze aukcje główne na moc dyspozycyjną odbędą się w 2018 roku, z okresem dostaw na lata 2021, 2022 i 2023. Zgodnie z brzmieniem aktualnej wersji projektu ustawy, jednostki kogeneracji będą mogły brać udział w rynku mocy. Ponadto, w Ministerstwie Energii w kwietniu br. rozpoczęły się prace koncepcyjne nad nowym systemem wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji po 2018 roku. We współpracy z organizacjami branżowymi analizowane są różne możliwo-

ści wsparcia operacyjnego dla nowych i istniejących jednostek wysokosprawnej kogeneracji, mające na celu wypracowanie optymalnych rozwiązań, które będą akceptowalne zarówno dla inwestorów, jak i Komisji Europejskiej.

Na zakończenie prof. Waldemar Kamrat podziękował uczestnikom konferencji, a zwłaszcza panelistom, za wymianę poglądów pomiędzy tak znakomitymi znawcami problemów polskiego sektora energii.

Druga sesja konferencji składała się z dwóch paneli dyskusyjnych: panelu zatytułowanego „LNG i CNG wsparciem dla ochrony środowiska” i panelu pt. „CNG jako skuteczny element walki ze smogiem”. Prezentacje przygotowane zostały przez departament CNG/LNG spółki PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

Moderatorem tej sesji był prof. zw. dr hab. **Andrzej Osiadacz** z Politechniki Warszawskiej.

W dyskusji panelowej poruszono kwestię perspektyw polskiego terminalu LNG. Dyrektor **Krzysztof Liszka** z GAZ-SYSTEM S.A. stwierdził, że dostrzegamy ogromny potencjał rozwoju rynku LNG w Polsce oraz w regionie Europy Środkowo-Wschodniej i chcemy go w pełni wykorzystać. Dlatego GAZ-SYSTEM planuje rozbudowę Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego. Prace obejmą m.in. zwiększenie istniejącego układu regazyfikatorów SCV o kolejne jednostki. Jednocześnie GAZ-SYSTEM prowadzi także analizy związane z rozbudową terminalu o nowe funkcjonalności. Spółka chce rozwijać usługi załadunku LNG i bunkrowania statków, a także bezpośrednio dostarczać skroplony gaz ziemny do klientów, z wykorzystaniem logistyki samochodowej i kolejowej. Po zakończeniu prac inwestycja pozwoliłaby na dostarczanie do Polski nawet do 7,5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie.

Strategia rozbudowy istniejącego terminalu i rozwoju w Polsce rynku LNG oraz połączenie krajowego systemu gazowego z szelfem norweskim to komplementarne elementy, które zapewnią nam realne bezpieczeństwo energetyczne. Zyskujemy w ten sposób szansę na uniezależnienie się od dostaw z kierunku wschodniego oraz możliwość stworzenia w kraju hubu gazowego, który będzie mógł służyć nie tylko Polsce, ale i całej Środkowej Europie. Panelista stwierdził również, że GAZ-SYSTEM jest zainteresowany perspektywami rozwoju rynku CNG i monitoruje pojawiające się inicjatywy. Jednak obecnie jako operator sieci przesyłowej nie możemy brać udziału w obrocie gazem. Spółka na terenie kraju dysponuje rozległą infrastrukturą przesyłową. Istniejące punkty wyjścia z systemu przesyłowego mogą być wykorzystane także dla rozwijania projektów CNG.

Ważnym tematem panelu były kwestie technologii koniecznych do funkcjonowania rynku CNG/LNG. Te kwestie omówił prof. dr hab. **Mariusz Łaciak** z AGH. W swoim wystąpieniu zwrócił uwagę na możliwości zwiększenia efektywności procesów regazyfikacyjnych LNG. Konwersja LNG na odpowiedniej jakości gaz sieciowy wymaga dużych ilości energii, którą można pozyskać m.in. z ciepła odpadowego w przemyśle, siłowni parowych lub wody morskiej w terminalu rozładunkowym LNG. Innym sposobem pozyskania ciepła jest spalanie LNG lub innego paliwa. W każdym przypadku dużą różnicę temperatur między tymi źródłami ciepła a temperaturą LNG można wykorzystać do zmniejszenia ponoszonych kosztów. Koszty instalacji i eksploatacji układu odparowania LNG to główne pozycje





Otwarcia Targów EXPO-GAS dokonał Łukasz Kroplewski, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa.

## Wyróżnienia Targów Kielce



W kategorii: PRZYRZĄDY POMIAROWE

- Common S.A. za gazomierz rotorowy CGR-01 z bajpasem wewnętrznym.



W kategorii: URZĄDZENIA I ELEMENTY DO BUDOWY SIECI GAZOWYCH

- Radiatym sp. z o.o. za monoblok izolujący 111" MOP 19,4 bar,
- Radiatym sp. z o.o. za kompensator liniowy: typ KLR DN500/MOP100 bar.

## Medale Targów Kielce



W kategorii: URZĄDZENIA DO POSZUKIWAŃ, WYDOBYCIA I PRZESYŁU GAZU

- MSA a.s./D.E.F.T. Polska Marian Buroń za zawór kulowy kriogeniczny typ K88 .



W kategorii: PRZYRZĄDY POMIAROWE

- Common S.A. za przelicznik objętości gazu CMK-03,
- Integrotech sp. z o.o. za wielościeżkowy gazomierz ultradźwiękowy w wersji MID-MPU seria C.





W kategorii: URZĄDZENIA I ELEMENTY DO BUDOWY SIECI GAZOWYCH

- PR.U.K ARMA-POL S. Kulka, R. Plotnicki za zawór kulowy Trunnion z rozsuwanymi siedliskami typ K92.32.



W kategorii: INNE

- Anticor sp. z o.o. za grupę rozpiereków klinowych Swi do połączeń kołnierzych z certyfikatem ATEX.



W kategorii: USŁUGI

- Gascontrol Polska sp. z o.o. za usługę zapewnienia ciągłości dostaw gazu ziemnego klientom końcowym w sytuacjach awaryjnych oraz w przypadku prac planowanych.



Specjalne wyróżnienie prezesa Izby Gospodarczej Gazownictwa otrzymała spółka ATREM S.A.

wplywające na ostateczną cenę gazu ziemnego. Znaczna liczba państw na świecie widzi w rynku gazu LNG możliwość obniżenia kosztów produkcji energii elektrycznej oraz rachunku za moc. Motywuje to do wypracowania nowych projektów i technologii w celu zmniejszenia tych kosztów. Spośród nowych opcji należy wziąć pod uwagę systemy mogące poprawić wydajność procesu regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, wykorzystujące LNG jako źródło zimna w zwiększeniu mocy procesu kogeneracyjnego. Energia elektryczna może tu być produkowana z wykorzystaniem LNG jako radiatora zimna w cyklu kombinowanym w celu podniesienia sprawności. Podobieństwo między profilami temperatura – entalpia obiegu Rankine’a a procesem parowania metanu umożliwia połączenie tych dwóch procesów. Bezpośredni transfer ciepła jest źródłem większości przepływającej energii cieplnej bez pośredniego procesu transportu ciepła. Integracja z elektrownią z wykorzystaniem cyklu Rankine’a, Brytona lub cyklu kombinowanego stanowić może naturalny proces rozwoju technologii regazyfikacji LNG, która pozwalałaby zmniejszyć łączne koszty instalacji i zwiększyłaby



Srebrną Odznakę Honorową IGG odebrali: Jacek Jaworski (INiG-PIB), Grzegorz Kachelek (GAZ-SYSTEM S.A.), Łukasz Kroplewski (PGNiG SA).

jej ogólną sprawność cieplną. W kwestii rynku CNG gaz ziemny, użytkowany w postaci sprężonej jako CNG, reprezentuje doskonały kompromis między dostępnością danej technologii, która jest sprawdzona i stosunkowo łatwa do wykorzystania w wielu dziedzinach z branży motoryzacyjnej, a ponoszonymi kosztami. Dlatego CNG jako paliwo wzbudza znaczne zainteresowanie na całym świecie. W Polsce pojazdy tego typu zyskują również coraz większą popularność nie tylko w większych aglomeracjach, lecz również w mniejszych miastach, w których istnieje komunikacja publiczna. Mimo że gaz ziemny jest uznawany za główną alternatywę dla ciekłych produktów naftowych w sektorze transportu, istnieje przeszkoda w przechodzeniu na segment samochodów osobowych zasilanych gazem ziemnym (NGV), a mianowicie brak infrastruktury do tankowania. Aby inwestycje w stacje paliw z dystrybucją CNG były opłacalne, wymagają stabilnego rynku NGV. Kluczem do rozwiązania problemu złamania barier w infrastrukturze tankowania pojazdów NGV są szybkie jednostki do tankowania w domu. System tego typu funkcjonuje w oparciu o CNG z domowej instalacji gazo-

wej w garażach klientów i punkt połączenia z energią elektryczną, tzw. *Home Fast Refueling Units*. Umożliwia on przyjazne dla środowiska i bezpieczne uzupełnianie paliwa gazowego w domu w zaledwie kilka minut.

Rynek LNG w Polsce i na świecie omówił prof. dr **Maciej Chaczykowski** z Politechniki Warszawskiej. Powiedział, że rynek skroplonego gazu ziemnego LNG, w odróżnieniu od regionalnych rynków gazu ziemnego, jest rynkiem globalnym. Dzięki liberalizacji i tworzeniu jednolitego rynku gazu w UE obserwowany jest wzrost zainteresowania dostawami LNG do Europy na podstawie kontraktów krótkoterminowych. Warto podkreślić, że udział LNG w wolumenie importowanego gazu do Europy wynosi poniżej 20%, jednocześnie wykorzystanie przepustowości terminali regazyfikujących w Europie jest niewielkie, na poziomie 60%. Największy udział LNG w bilansie zapotrzebowania na gaz w Europie mają kraje Półwyspu Iberyjskiego. W Hiszpanii i Portugalii wynosi on odpowiednio ponad 60 i ponad 50%. Dla porównania: udział LNG w bilansie zapotrzebowania na gaz w Japonii wynosi 95%, a w Korei Południowej 100%. Średni ważony udział LNG w rynku gazu dla regionu Azji jest zdecydowanie większy, na poziomie prawie 50%. Generalnie, obserwowany jest proces globalizacji handlu LNG. W zasadzie poza dostawcami z odległych krajów, leżących w regionie Azji i basenie Pacyfiku, takich jak Australia czy Indonezja, wszyscy dostawcy z Bliskiego Wschodu i z basenu Oceanu Atlantyckiego mogą być potencjalnie zaangażowani w dostawę gazu do Europy, w tym do terminalu w Świnoujściu.

LNG może odgrywać istotną rolę w rozwoju rynku gazu w Polsce. Korzyści wynikające z dostawy LNG drogą morską do terminalu w Świnoujściu są szeroko omawiane. Warto natomiast zwrócić uwagę na alternatywę w postaci transportu drogowego lub kolejowego na potrzeby zasilania niskotonazowych instalacji regazyfikacyjnych, stosowanych w przypadku tzw. wyspowych gazyfikacji. Interesującym rozwiązaniem jest również zastosowanie LNG w transporcie morskim, szczególnie w świetle zaostrzonych norm ochrony środowiska odnośnie do zawartości siarki w paliwach żeglugowych po 2020 roku. Profesor Chaczykowski zwrócił również uwagę na problem bezpieczeństwa użytkowania CNG w samochodach. Podkreślił, że wykorzystanie sprężonego gazu ziemnego CNG jako paliwa do samochodów jest rozwiązaniem bezpieczniejszym w porównaniu z wykorzystaniem paliw ciekłych z dwóch powodów: po pierwsze, ze względu na właściwości fizykochemiczne gazu ziemnego jako paliwa, a po drugie – ze względu na to, że zapewniona jest szczelność instalacji paliwowej. Metan, główny składnik gazu ziemnego, jest lżejszy od powietrza. W przypadku rozszczelnienia instalacji następuje jego unoszenie do góry i dyfuzja w atmosferze. Paliwo ciekłe gromadzi się pod pojazdem, na powierzchni terenu, powodując ryzyko pożaru oraz zanieczyszczenie gleby i wód gruntowych. Granice wybuchowości gazu ziemnego wynoszą od około 5 do 15%, natomiast dolna i górna granica wybuchowości benzyny bezołowiowej 95 wynosi odpowiednio 1,3 i 10,6%. Zatem w porównaniu z gazem ziemnym wybuch benzyny wystąpi przy czterokrotnie mniejszym jej stężeniu w mieszaninie z powietrzem. Jednocześnie temperatura samozapłonu gazu ziemnego, w zależności od składu gazu, wynosi od około 480 do 630°C, natomiast temperatura samozapłonu benzyny 95 jest



znacznie niższa i wynosi 340°C. Ze względu na wysokie ciśnienie robocze zbiorników CNG charakteryzują się one większą wytrzymałością na uszkodzenia mechaniczne w porównaniu ze zbiornikami na paliwa ciekłe. Producenci prowadzą testy odporności zbiorników na działanie podwyższonej temperatury (test ogniowy) i podwyższonego ciśnienia, przy czym badania obejmują również test cyklicznego obciążenia zbiornika, mający na celu badanie zachowania się zbiornika w warunkach codziennej eksploatacji pojazdu. Prowadzone były również badania zbiorników CNG wykonanych z włókien kompozytowych, polegające na ich rozszczelnieniu (przestrzeleniu z broni palnej), które wykazały brak rozerwania zbiorników i znikomy ubytek ich masy po testach. Powyższe cechy predestynują gaz ziemny również jako paliwo do samochodów specjalnych, takich jak radiowozy czy wozy strażackie.



Złotą Odznakę Honorową IGG odebrali: Konrad Śniatała (ATREM S.A.), Anatol Tkacz, Bogdar Maria Tymkiewicz (RADIATYM sp. z o.o.), Marian Wiatr (Control Process S.A.).

Dr inż. **Małgorzata Kwestarz** z Politechniki Warszawskiej w swoim wystąpieniu omówiła kwestie związane z ochroną środowiska w kontekście stosowania LNG. Stwierdziła, że procesy skraplania i regazyfikacji cechują emisje zanieczyszczeń związane z emisją spalin pochodzących ze spalania gazu i emisją samego gazu. Emisja spalin to przede wszystkim emisja dwutlenku węgla, typowa dla emisji podczas energetycznego wykorzystania gazu ziemnego sieciowego. Emisja czystego gazu jest znacznie niższa niż dwutlenku węgla, natomiast efekt ekologiczny może być porównywalny z emisją spalin. Wynika to z faktu, że metan charakteryzuje potencjał tworzenia efektu cieplarnianego (GWP, z ang. *Global Warming Potential*). Jest to wskaźnik służący do ilościowej oceny wpływu danej substancji na efekt cieplarniany. Porównuje ilość ciepła zatrzymanego przez określoną masę gazu z ilością ciepła zatrzymanego przez podobną masę dwutlenku węgla. W przypadku metanu odpowiada to 23 kg CO<sub>2</sub>. Reasumując, LNG nie stwarza dodatkowego zagrożenia dla środowiska w porównaniu z gazem ziemnym sieciowym. Poza tym instalacje przeladunku gazu płynnego, skraplania i gazyfikacji – zgodnie z polskim prawem – muszą posiadać ocenę oddziaływania na środowisko, wykonaną na etapie projektowania, budowy i eksploatacji. W dokumentach tych jest określona dopuszczalna emisja zanieczyszczeń do powietrza, gruntu i wody, emisja hałasu, a także poziom oddziały-

wania na obszary sieci Natura 2000. Są to dokumenty standaryzujące parametry eksploatacyjne z perspektywy środowiskowej i jednocześnie chroniące przed nieodwracalną degradacją otoczenia na każdym etapie inwestycyjnym.

W drugim dniu targów EXPO-GAS 2017, podobnie jak w poprzednich edycjach, odbyły się warsztaty szkoleniowe poświęcone standaryzacji technicznej Izby Gospodarczej Gazownictwa. Spotkanie miało szczególny charakter, bowiem odbywa się w roku jubileuszu X-lecia Komitetu Standardu Technicznego IGG. Podsumowania tego X-lecia dokonał **Kazimierz Nowak**, przewodniczący KST od początku jego istnienia. Omówił dorobek KST, zwrócił też uwagę na wyjątkowość jego działalności, bowiem jest to instytucja gromadząca najwybitniejszych specjalistów branży gazowniczej, którzy społecznie pracują nad wypracowaniem dokumentów określających wymagania odpowiednio dla usług, produktów lub procesów występujących w branży gazowniczej, które nie są dostatecznie znormalizowane w normach krajowych (standard techniczny), bądź dokumentów zawierających zbiór zasad i dobrych praktyk w danej dziedzinie, ułatwiających wykonywanie określonych działań związanych z branżą gazowniczą (wytyczne techniczne). Prowadząc pierwszą część warsztatów, Kazimierz Nowak podkreślił znaczenie takich spotkań, stanowiących forum wymiany poglądów dla wszystkich uczestników procesu tworzenia standardów. Podzielił się refleksją, że byłoby wskazane, aby takie warsztaty odbywały się nie tylko w cyklu targowym, ale także wówczas, gdy istnieje potrzeba omówienia bieżących prac KST.

Drugą część warsztatów prowadził **Grzegorz Rosłonek**, zastępca przewodniczącego KST. W toku moderowania posiedzenia również podkreślił znaczenie standaryzacji. Wskazywał, że



Dyplomy MBA.

– historycznie rzecz biorąc – przez lata osiągnano cele techniczne, wspomagając się wytycznymi określanymi w dokumentach normalizacyjnych zarówno krajowych, jak i o charakterze międzynarodowym, ale doświadczenia praktyczne pokazały, że konieczne jest uściślenie rozwiązań i temu właśnie służą standardy techniczne IGG.

Opr. red.

# Medal EXPO-GAS 2017 dla Gascontrol Polska

**Marcin Przywara, Gascontrol Polska**

Na IX Targach Techniki Gazowniczej EXPO-GAZ 2017 w Kielcach firma Gascontrol Polska sp. z o.o. za usługę zapewnienia ciągłości dostaw gazu ziemnego klientom końcowym w sytuacjach awaryjnych oraz w przypadku prac planowanych, którą oferuje swoim klientom, otrzymała medal Targów Kielce.

Pierwszym rozwiązaniem, oferowanym przez firmę Gascontrol Polska sp. z o.o., jest zapewnienie ciągłości dostaw gazu ziemnego poprzez zasilanie **gazem ziemnym skroplonym LNG** lub **gazem ziemnym sprężonym CNG**

o ciśnieniu 20–25 MPa. Rozwiązania związane z dostawą gazu mogą być stosowane w zależności od miejsca wykonywania prac, ilości gazu niezbędnego do zasilania sieci gazowej, okresu zasilania oraz rodzaju gazu, jaki musi być

wprowadzony do sieci gazowej. W przypadku LNG ilość gazu, jaka może być dostarczona przy użyciu cysterny wynosi 21 000 m<sup>3</sup>n lub jej wielokrotność przy wykorzystaniu dodatkowych zestawów cystern. Na zdjęciu 1. przedstawiono mobilny zestaw do regazyfikacji gazu skroplonego LNG w czasie pracy. Natomiast przy użyciu zasobników CNG ilość gazu, jaka może zostać dostarczona wynosi: 1500 m<sup>3</sup>n, 1800 m<sup>3</sup>n, 2150 m<sup>3</sup>n i jest to rozwiązanie służące do zasilania odbiorców o małym zapotrzebowaniu

Potencjalne miejsca zastosowania usługi zapewnienia ciągłości dostawy gazu ziemnego

GC GASCONTROL POLSKA

USŁUGA ZAPEWNIENIA CIĄGŁOŚCI DOSTAW GAZU ZIEMNEGO  
KLIENTOM KOŃCOWYM W SYTUACJACH AWARYJNYCH ORAZ W PRZYPADKU PRAC PLANOWANYCH.

- 1 Wykorzystanie metody bezspalającej w technologii hermetycznej T.D. Williamson z pełnym obciążeniem.
- 2 Wykorzystanie metody bezspalającej w technologii hermetycznej firmy Pacira z pełnym obciążeniem dla ciśnienia do 8 bar.
- 3 Zasilanie gazem skroplonym LNG wprowadzonym do sieci dystrybucyjnej po procesie regazyfikacji w połączeniu z wykorzystaniem technologii T.D. Williamson (tylko stopowanie gazociąg).
- 4 Zasilanie gazem skroplonym CNG wprowadzonym do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej w połączeniu z wykorzystaniem technologii T.D. Williamson (tylko stopowanie gazociąg).
- 5 Naprawy, modernizacja i wymocowanie gazociągów z wykorzystaniem materiałów kompozytowych firmy NBI.

**Targi Kielce**  
exhibition & congress centre

EXPO-GAS 2017  
STOISKO E33

ul. Puczyńska 60  
43 - 267 Suszec  
woj. śląskie

biuro@gascontrol-polska.pl  
tel. +48 32 448 34 08  
fax: +48 32 210 00 09

[www.gascontrol-polska.pl](http://www.gascontrol-polska.pl)

Oferujemy optymalne rozwiązania w zależności od potrzeb klienta, gwarantując tym samym nieprzerwane dostawy gazu ziemnego odbiorcom końcowym. Usługę realizujemy kompleksowo.





Fot. 1. Mobilny zestaw do regazyfikacji gazu skroplonego LNG w czasie pracy.

lub sieci, gdzie rozprowadzany jest gaz zaazotowany.

Kolejnym rozwiązaniem oferowanym przez Gascontrol Polska w ramach usługi zapewnienia ciągłości dostaw do odbiorcy końcowego jest **technologia stopowań hermetycznych T.D. Williamson**. Metoda ta stosowana jest przez Gascontrol Polska sp. z o.o. dla średniego, podwyższonego średniego oraz wysokiego ciśnienia w gazociągach. Stopowania realizowane są w zakresie średnic od DN 80 do DN 1200. W zakresie niższych poziomów ciśnień (do 800 kPa) posiada również w swojej ofercie urządzenia do **hermetycznego wstrzymywania przepływu gazu firmy Fastra**.

Praca na czynnych gazociągach przy pełnym ciśnieniu eksploatacyjnym, z wykorzystaniem tych metod, pozwala odseparować odcinek rurociągu z możliwością bezpiecznego przeprowadzenia prac sieciowych, z jednoczesnym zapewnieniem nieprzerwanej dostawy paliwa gazowego do odbiorców końcowych, co w obecnych czasach, kiedy gaz stał się istotnym nośnikiem energetycznym, jest podstawowym i niezawodnym rozwiązaniem umożliwiającym nieprzerwaną dostawę w trakcie prac eksploatacyjnych i modernizacyjnych.

Uzupełnieniem wyszczególnionych technologii i rozwiązań zapewnienia ciągłości dostaw gazu ziemnego do odbiorców końcowych jest oferowana przez Gascontrol Polska sp. z o.o. metoda wzmacniania i naprawy gazociągów z wykorzystaniem materiałów kompozytowych. Oferujemy gamę najnowocześniejszych **produktów kompozytowych firmy NRI** do wzmocnień i napraw czyn-

nych rurociągów oraz elementów infrastruktury gazowej (np. zbiorników, połączeń kołnierzowych, kształtek itp.).

Wskazane powyżej rozwiązania mogą być realizowane w różnych wariantach i konfiguracjach.

1. Wykorzystanie metody bezpostojowej w technologii hermetycznej T.D. Williamson z pełnym obiegowaniem.
2. Wykorzystanie metody bezpostojowej w technologii hermetycznej Fastra z pełnym obiegowaniem.
3. Zasilanie gazem skroplonym LNG, wprowadzonym do sieci dystrybucyjnej po procesie regazyfikacji, w połączeniu z wykorzystaniem technologii T.D. Williamson przy stopowaniu gazociągu.
4. Zasilanie gazem skroplonym CNG, wprowadzonym do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, w połączeniu z wykorzystaniem technologii T.D. Williamson przy stopowaniu gazociągu.
5. Odbudowa powierzchni gazociągu przy wykorzystaniu technologii NRI



Fot. 2. Stopowanie hermetyczne przepływu gazu z wykorzystaniem technologii T.D. Williamson.

(przeprowadzana indywidualnie lub dla wszystkich wyszczególnionych wariantów).

Należy podkreślić, że połączenie wszystkich wyszczególnionych technologii i rozwiązań w jedną kompletną usługę zapewnienia ciągłości dostaw gazu ziemnego do odbiorcy końcowego ma charakter wysokoinnowacyjny. Na zdjęciu 2. przedstawiono schemat poglądowy, obrazujący potencjalne miejsca zastosowania opisywanej usługi zapewnienia ciągłości dostawy gazu ziemnego. Gascontrol Polska sp. z o.o. do usuwania awarii i przeprowadzania prac planowanych stosuje również metodę tradycyjną, która stanowić może uzupełnienie prezentowanej usługi zapewnienia ciągłości dostaw gazu ziemnego do odbiorcy końcowego. Wybór metody naprawy danej awarii lub wykonania prac planowanych jest każdorazowo przedmiotem optymalizacji techniczno-ekonomicznej, wykonywanej na podstawie warunków rozpatrywanej sieci gazowej. Wynikiem przeprowadzonej optymalizacji jest wybór najlepszej metody dla danego przypadku.

Firma Gascontrol Polska ma duże doświadczenie w świadczeniu usługi **zapewnienia ciągłości dostaw gazu ziemnego klientom końcowym w sytuacjach awaryjnych oraz w przypadku prac planowanych**. Doświadczenie to poparte jest wieloma referencjami za świadczoną usługę, w tym referencjami związanymi z pełnieniem dyżurów pogotowia gazowego, wystawionymi przez największe podmioty krajowego rynku przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego oraz podmioty realizujące zadania inwestycyjne w obszarze gazu ziemnego.



# Pierwsze start-upy pod patronatem PGNiG SA

**Anna Trojanowska**

Akceleracja start-upów jest pierwszym efektem konkursu ScaleUP, zorganizowanego w ramach rządowego programu *Start in Poland*. Jego celem było połączenie potencjału start-upów, których pomysły wpisują się w tzw. Krajowe Inteligentne Specjalizacje, z doświadczoną kadrami, infrastrukturą i pozostałymi zasobami dużych przedsiębiorstw, w tym również spółek Skarbu Państwa.

**K**onkurs zorganizowany był przez PARP w ramach Centrum Analiz i Pilotażu Nowych Instrumentów – INNO\_LAB, finansowanego ze środków Programu Inteligentny Rozwój na lata 2014–2020. Program zakładał, że start-upy mogą otrzymać pomoc finansową i doradczą akceleratora, skorzystać z zasobów niezbędnych do rozwijania i testowania własnych produktów lub usług, a także pozyskać silnego partnera biznesowego w postaci dużego przedsiębiorstwa.

Akceleracja to dopracowanie modelu biznesowego start-upu, strumieni kosztów i przychodów, dotarcie do potencjalnych klientów, wsparcie w przyspieszeniu komercjalizacji nowych rozwiązań. Ponadto, akceleracja pozwala stworzyć przewagę konkurencyjną i zabezpieczenie prawne unikalności rozwiązania oferowanego przez start-up. Ważną częścią akceleracji dla start-upu



jest dostęp do *know-how*, laboratoriów, zaplecza technicznego i technologicznego dużego przedsiębiorstwa, a także szansa na dofinansowanie działalności czy możliwość rozpoczęcia współpracy biznesowej. Dzięki akceleracji start-upy mogą zaoszczędzić bezcenną walutę, jaką jest czas, gdyż dzięki dzieleniu się doświadczeniem możliwe jest uniknięcie wielu błędów.

Należy również podkreślić, że nie ma uniwersalnego modelu ani szablonu organizacyjnego dla akceleracji, który zagwarantuje sukces.

O 60 mln zł w konkursie ScaleUP rywalizowało aż 61 akceleratorów z udziałem dużych przedsiębiorstw. Każdy z realizowanych programów akceleracyjnych objął wsparciem minimum 20 start-upów, a najlepsze mogły liczyć nawet na 200 tys. zł dofinansowania.

Wśród 10 wybranych znalazł się program akceleracyjny MIT Enterprise Forum Poland, w którym patronat nad ścieżką „Energia” objęła Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. Młode, innowa-

cyjne mikro- i małe przedsiębiorstwa, oferujące rozwiązania dla GK PGNiG SA, miały szansę na przetestowanie swoich pomysłów, wykorzystując zaplecze eksperckie, a także ich laboratoria i zaplecze technologiczne. Dzięki temu start-upy zyskały możliwość sprawdzenia swoich projektów w naturalnym dla nich środowisku przed oficjalną komercjalizacją.

Pierwszym start-upem jest **Predictail** – system zdalnej diagnostyki i predykcji awarii maszyn przemysłowych. Projektanci i producenci maszyn przemysłowych nie znają wszystkich szczegółów dotyczących stanu danego produktu w ciągu całego cyklu użytkowania. Analiza takich danych jest niezbędna, aby móc przewidzieć ewentualne awarie, zoptymalizować pracę i podnieść jakość następczej generacji produktu.

Pomysł polega na podłączeniu się do bazy danych lub wykonanych bezpośrednio pomiarów i zebranie ich w bezpiecznej chmurze. Algorytmy *machine learning* analizują te dane, a jeśli system wykryje coś podejrzane-



nego – natychmiast o tym powiadamia przez specjalną aplikację o każdej porze dnia i nocy, z dowolnego miejsca na świecie, z dowolnego urządzenia.

Produktem firmy **Predictail** jest system przewidywania awarii maszyn i pojazdów. Obejmuje dedykowane interfejsy transmitujące dane pomiarowe do chmury, system *machine learning* odpowiadający za wykrywanie anomalii oraz modelowanie urządzeń. Aplikacja Predictail pozwala na zdalną diagnostykę oraz dostęp do raportów i notyfikacji. Rozwiązanie Predictail jest obecnie testowane w **Polskiej Spółce Gazownictwa**.

Kolejny start-up – **VortexOil** – przedstawił urządzenie, którego zastosowanie prowadzi do większej efektywności wydobycia ropy naftowej dzięki metodzie wodnej ekstrakcji. Innowacyjny system pozwala na ponowne dostanie się wody do warstwy zasobnej w ropę naftową w kolejnych cyklach pracy pompy. Podczas procesu nie są używane chemikalia – urządzenie jest więc przyjazne środowisku. System prowadzi do znaczącej reduk-



Organizatorzy Akceleracji MIT Enterprise Forum Poland podczas warsztatów w Bostonie.

cji kosztów w porównaniu z innymi metodami wspomaganego wydobycia ropy, jest kompatybilny z innymi metodami i nie wymaga zasilania. Pomysł VortexOil jest obecnie sprawdzany przez **Oddział Geologii i Eksploatacji PGNiG SA**.

Start-up SEPIN zaproponował rozwiązanie, które korzysta z beaconów i mobilnych sprzętów do odczytywania i analizowania danych pomiarowych. Oferuje pomiary w czasie rzeczywistym, a dzięki użyciu aplikacji mobilnej jest w stanie dostosować profil klientów z Big Data, dostarczając o nich szeroką informację. Zebrane dane trafiają do Microsoft Azure Cloud Service, gdzie są analizowane. Cloud Service jest zintegrowany z systemami ERP i innymi systemami wewnętrznymi.

Rozwiązanie **SEPIN**, na które składają się m.in. urządzenia beacon i aplikacja mobilna na Android, jest weryfikowane przez **PGNiG Obrót Detaliczny**.

– Naszym zadaniem w akceleratorze jest sprawdzenie start-upowych projektów pod kątem działalności biznesowej spółek z Grupy Kapitałowej PGNiG. Jestem przekonany, że współpraca zaowocuje wdrożeniami, a dla wszystkich start-upów już sama możliwość wykorzystania naszej bazy technicznej będzie ciekawym poligonem doświadczalnym – mówi **Łukasz Kroplewski, wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. rozwoju**.

# Wdrożenie systemu zarządzania ryzykiem korporacyjnym

## w Polskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o.

**Tomasz Śpiewakowski**

Polska Spółka Gazownictwa jako Narodowy Operator Systemu Dystrybucyjnego Gazu przyjęła nową koncepcję zarządzania wartością firmy. Podejście to znalazło wyraz w zatwierdzonej w czerwcu 2016 roku nowej „Strategii na lata 2016–2022”. Główny nacisk został w niej położony na podnoszenie wartości dla właściciela, zwiększanie wolumenu dystrybuowanego gazu, pozyskanie klientów oraz gazyfikację nowych obszarów. Osiągnięcie każdego z tych celów obarczone jest licznymi rodzajami ryzyka.

Wyzwaniem dla spółki stała się efektywna operacjonalizacja „Strategii”, gwarantująca osiągnięcie zaplanowanych celów. Niezbędne stało się zaprojektowanie i wdrożenie skutecznego systemu kontroli wewnętrznej, wspierającego nie tylko efektywne działania procesów biznesowych, ale – co szczególnie istotne – agregowanie i przepływ informacji zarządczej oraz monitorowanie osiągania celów w ramach całej organizacji. Częścią składową kompleksowego systemu kontroli wewnętrznej jest – oprócz m.in. skutecznie działających mechanizmów kontrolnych w procesach biznesowych, wspieranych efektywnie wdrożonymi systemami informatycznymi – analiza i ocena ryzyka, realizowane w ramach systemu zarządzania ryzykiem korporacyjnym ERM (*Enterprise Risk Management*).

### GENEZA I ZAŁOŻENIA BUDOWY SYSTEMU

Przeprowadzony przez Departament Audytu i Kontroli kompleksowy przegląd systemu kontroli wewnętrznej wykazał brak systemowego zarządzania ryzykiem. Zarząd spółki w reakcji na przedstawioną ocenę podjął decyzję o wprowadzeniu w Polskiej Spółce Gazownictwa systemu zarządzania ryzykiem korporacyjnym. Ponadto, w ramach reorganizacji spółki, w nowym „Regulaminie organizacyjnym centrali spółki” z lipca 2016 r. powołano komórkę organizującą i nadzorującą proces zarządzania ryzykiem – Biuro Zarządzania Ryzykiem w Departamencie Strategii.

Zadania Biura Zarządzania Ryzykiem to między innymi:

- ustanowienie wspólnej metodologii i narzędzi w zakresie ERM,

- integrowanie różnych praktyk ERM,
- konsolidowanie i integrowanie ryzyka występującego w przekroju całej organizacji,
- monitorowanie i raportowanie w zakresie ERM w przekroju całej organizacji,
- rozpowszechnianie najlepszych praktyk ERM i wiedzy w tym zakresie.

Decyzje te umożliwiły powstanie strukturalnego środowiska sprzyjającego szybkiemu opracowaniu i implementacji systemu ERM w spółce.

11 października 2016 r. Zarząd PSG zatwierdził do realizacji koncepcję wdrożenia i funkcjonowania systemu zarządzania ryzykiem korporacyjnym ERM w PSG sp. z o.o. Koncepcja oparta jest na rozwiązaniach przyjętych w międzynarodowym standardzie COSO II, które zostały zaadaptowane do uwarunkowań organizacyjnych i kulturowych spółki. W koncepcji przyjęto istotne dla efektywności systemu założenia:

- realizacji budowy systemu zarządzania ryzykiem korporacyjnym siłami własnymi spółki przez Biuro Zarządzania Ryzykiem, z jednoczesnym rozwojem specjalistycznych kompetencji własnych,
- zorganizowania prostej i czytelnej struktury zarządzania ryzykiem w formie wpisanej w organizację – forma ta umożliwi adekwatne i realizowane w porę odpowiedzi na nowo powstające rodzaje ryzyka, a w tak zbudowanej strukturze różne procesy biznesowe wykonują swoje własne działania w zakresie zarządzania ryzykiem (np. identyfikacja i ocena ryzyka, wdrożenie mechanizmów kontrolnych, planów reakcji na ryzyko itp.), wspierane i koordynowane przez wyspecjalizowaną komórkę zarządzania ryzykiem,
- silnego nacisku na bieżące raportowanie incydentów świadczących o materializacji ryzyka oraz zmienia-



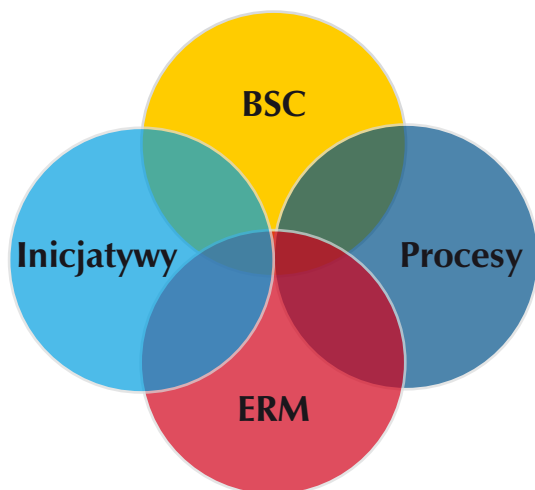
jące się oceny ryzyka – pozwala to na rzeczywisty wgląd w sytuację przedsiębiorstwa i całościowy obraz organizacji oraz weryfikację pozycjonowania ryzyka,

- standaryzacji mierników i progów skali oceny ryzyka, która zapewnia możliwość porównywania wyników oceny oraz późniejszą priorytetyzację rodzajów ryzyka, tak aby można było podjąć decyzję, który rodzaj ryzyka wymaga większej uwagi, budżetu, innych zasobów oraz ze względu na ich kluczowe znaczenie dla realizacji celów strategicznych,
- równorzędnej priorytetyzacji ryzyka i szans – wartością dodaną dla organizacji jest nie tylko identyfikacja i reakcja na negatywne zdarzenia, które powodują, że nie można osiągnąć zamierzonych celów, lecz także identyfikacja i realizacja szans zwiększających prawdopodobieństwo realizacji celów,
- synergii procesu ERM z systemem kontroli wewnętrznej spółki.

Szczególnej uwagi wymaga zwłaszcza ostatnie założenie – synergia systemu ERM z systemem kontroli wewnętrznej. Spółka opracowała autorską metodykę symbiozy tych dwóch systemów.

System zarządzania ryzykiem korporacyjnym jest sumą działań realizowanych przez Zarząd PSG, kierownictwo i pracowników spółki, realizowanych we wszystkich jej obszarach, mających na celu:

- identyfikację i ocenę potencjalnych zdarzeń, które mogą mieć negatywny lub pozytywny wpływ na cele spółki, oraz
- przygotowanie i wdrożenie takich reakcji na te zdarzenia, które zapewnią utrzymanie ryzyka w akceptowalnych granicach oraz zapewnią realizację celów strategicznych.



System kontroli wewnętrznej jest to ogół zaprojektowanych w spółce rozwiązań organizacyjnych i wprowadzonych mechanizmów kontrolnych: wewnętrznych aktów prawnych, instrukcji oraz procedur. Przyjęty system kontroli wewnętrznej ma na celu prowadzenie działalności w sposób efektywny, wydajny i skuteczny, zgodnie z przyjętą strategią. Na system kontroli

wewnętrznej składają się działania realizowane przez zarząd, kierownictwo i pracowników spółki, których celem jest dostarczenie racjonalnego zapewnienia dotyczącego osiągnięcia celów organizacji. Najważniejsze cele – strategiczne – oraz drogi dojścia do nich – inicjatywy – definiowane są w ramach strategii spółki.

Strategia spółki na lata 2016–2022 została opracowana z wykorzystaniem metodologii *Balanced Scorecard* – Zrównoważonej Karty Wyników. Zrównoważona karta wyników przekłada misję, wizję i strategię na cele, inicjatywy realizacji celów i system mierników. Działania te są kluczowe z punktu widzenia tworzenia wartości spółki w czterech kategoriach: finanse, klient, procesy oraz zasoby.

W opracowaniu koncepcji zarządzania ryzykiem korporacyjnym ERM w spółce przyjęto zasadę integracji zarządzania ryzykiem z procesem strategicznego zarządzania spółką oraz integracji wykorzystywanych mechanizmów Zrównoważonej Karty Wyników z wprowadzonym systemem identyfikacji, oceny, monitorowania i raportowania ryzyka.

System zarządzania ryzykiem korporacyjnym jest elementem wzajemnie zasilającego się łańcucha obiegu danych generujących informację zarządczą spółki, niezbędną do weryfikacji stopnia osiągnięcia założonych celów i doskonalenia działań zmierzających do ich osiągnięcia. Dane te są tworzone (agregowane) i analizowane przez poszczególne komórki organizacyjne mające wpływ na proces zarządzania spółką.

## CEL I KORZYŚCI WDROŻENIA SYSTEMU

Cele wdrożenia systemu zarządzania ryzykiem korporacyjnym ERM w PSG sp. z o.o. to:

- zbudowanie praktycznego, trwałego, dostosowanego do uwarunkowań i zintegrowanego z procesami istniejącymi w spółce rozwiązania ERM, wspierającego procesy decyzyjne na poziomie strategicznym i operacyjnym.
- zgromadzenie kompleksowej i ustrukturyzowanej informacji o ryzyku i szansach w spółce w kontekście tolerancji na ryzyko w celu przeprowadzenia ich spójnej i ustrukturyzowanej analizy oraz oceny, dzięki czemu możliwe będzie świadome podejmowanie ryzyka (po uprzedniej analizie korzyści i potencjalnych strat), wykorzystanie szans oraz koncentracja na ryzyku kluczowym.

Motywacją i uzasadnieniem biznesowym dla wdrożenia systemu ERM są wynikające z niego liczne korzyści dla funkcjonowania organizacji:

- wsparcie realizacji strategii poprzez identyfikowanie, monitorowanie i aktywne zarządzanie szansami oraz zagrożeniami dla realizacji celów strategicznych,
- wzrost wartości spółki w każdym z obszarów objętych ERM oraz wzmocnienie reputacji w oczach właściciela i pozostałych interesariuszy,
- funkcjonowanie efektywnego systemu wczesnego

ostrzeżenia o pojawiającym się ryzyku, wspierające skuteczne reagowanie na sytuacje kryzysowe,

- ograniczanie strat powodowanych przez materializację ryzyka,
- wsparcie dyscypliny budżetowej poprzez ocenę skutku wystąpienia ryzyka w aspekcie konsekwencji finansowych ze ściśle określonym, nieakceptowanym poziomem maksymalnym,
- ujednoczenie podejścia do oceny ryzyka w procesie planowania strategicznego, operacyjnego oraz realizacji inicjatyw w formule projektowej, co umożliwi analizowanie zagrożeń dla poszczególnych celów strategicznych i obszarów działalności poprzez ocenę ryzyka zagrażającego zarówno celom strategicznym, jak i operacyjnym,
- określenie właścicieli ryzyka oraz przypisanie im odpowiedzialności za zarządzanie poszczególnymi rodzajami ryzyka, dzięki czemu eliminuje się obszary ryzyka bez jasno przypisanej odpowiedzialności w zakresie tworzenia i realizacji planów odpowiedzi na ryzyko,
- zwiększenie efektywności prac audytu wewnętrznego poprzez priorytetyzację ryzyka i optymalne alokowanie środków na jego kontrolę,
- ocenianie reakcji na ryzyko na podstawie analizy kosztu i korzyści wprowadzonych mechanizmów kontrolnych,
- zwiększenie skuteczności i efektywności systemu kontroli wewnętrznej spółki,
- zwiększenie możliwości generowania, agregowania, przepływu i analizy informacji zarządczej pochodzącej ze wszystkich procesów spółki.

System zarządzania ryzykiem korporacyjnym wspiera bezpośrednio także inne funkcjonujące w spółce systemy, takie jak:

- Zintegrowany System Zarządzania w kwestii identyfikacji ryzyka i szans – znowelizowana norma ISO 9001:2015 Systemy zarządzania jakością – wymaga od organizacji określenia ryzyka i szans, między innymi w celu zapobieżenia wystąpieniu niepożądanych skutków lub ich ograniczenia. Funkcja ta realizowana jest w ramach systemu ERM,
- system przeciwdziałania nadużyciom w aspekcie zarządzania ryzykiem nadużyć – w ramach przeglądu rodzajów ryzyka identyfikowane są i oceniane potencjalne scenariusze nadużyć w poszczególnych procesach, co umożliwi optymalizację kontroli i planowanie ewentualnych działań prewencyjnych,
- System Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji (SZBI) – w ramach działania tego systemu szacowane jest ryzyko bezpieczeństwa informacji. System ERM dostarcza danych do budowania skali oceny skutku wystąpienia ryzyka bezpieczeństwa informacji w aspekcie konsekwencji finansowych oraz wykorzystuje wyniki szacowania ryzyka SZBI do oceny rodzajów ryzyka, agregowanych na poziomie procesu zarządzania bezpieczeństwem informacji.

Wartościową usługą, dostarczaną przez system ERM,

jest również wsparcie realizacji strategicznych projektów inwestycyjnych spółki, dofinansowanych ze środków unijnych w ramach perspektywy budżetowej UE na lata 2014–2020 w zakresie zarządzania ryzykiem nadużyć – w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014–2020 wymagane jest oszacowanie ryzyka wystąpienia nadużyć finansowych w związku z realizacją projektu i przeciwdziałanie temu ryzyku.

## WDROŻENIE SYSTEMU I JEGO WYNIKI

Wdrożenie przeprowadzono siłami własnymi, wykorzystując kompetencje pracowników spółki oraz korzystając z doświadczenia nabytego w okresie funkcjonowania spółek gazownictwa oraz Grupy Kapitałowej PGNiG z lat 2008–2013 przy realizacji projektów zmierzających do wprowadzenia systemu zarządzania ryzykiem korporacyjnym. Nie skorzystano z usług zewnętrznych podmiotów doradczych. 31 marca 2017 r., zgodnie z przyjętym harmonogramem prac, osiągnięto wszystkie zaplanowane cele implementacji systemu.

- System zarządzania ryzykiem korporacyjnym ERM w PSG sp. z o.o. został formalnie wdrożony i operacyjnie uruchomiony.
- Przeprowadzono proces identyfikacji i oceny ryzyka oraz szans dla wszystkich procesów spółki.
- Sporządzono karty ryzyka i karty szans dla wszystkich zidentyfikowanych rodzajów ryzyka i szans.
- Określono właścicieli ryzyka i szans.
- Opracowano rejestr rodzajów ryzyka, zawierający zagregowaną informację o ocenach ryzyka, ocenach mechanizmów kontrolnych, propozycjach poziomu tolerancji na ryzyko, propozycjach wskaźników ryzyka KRI, propozycjach planów reakcji na ryzyko oraz zintegrowaną z nim bazę incydentów.
- Opracowano rejestr szans.
- Sporządzono mapy rodzajów ryzyka i mapy szans dla poszczególnych właścicieli procesów.
- Sporządzono zbiorczą mapę ryzyka i mapę szans dla PSG sp. z o.o.
- Zidentyfikowano ryzyko kluczowe.
- Uruchomiono adres mailowy [ryzyko@psgaz.pl](mailto:ryzyko@psgaz.pl) do zgłaszania informacji o incydentach.
- W intranecie uruchomiono zakładkę z materiałami edukacyjnymi dotyczącymi zarządzania ryzykiem w PSG sp. z o.o.

W rezultacie przeprowadzonych prac opracowano „Raport z wyników zarządzania ryzykiem korporacyjnym w PSG sp. z o.o.". Dokument ten stanowi bazę do dalszego rozwoju tego systemu i działań ukierunkowanych na osiąganie jego pełnej dojrzałości. Raport ten zawiera informacje o wynikach identyfikacji i oceny rodzajów ryzyka oraz szans spółki, w tym o zidentyfikowanych:

- ryzyku strategicznym,
- ryzyku procesowym,



- ryzyku kluczowym,
- szansach procesowych.

Ryzyko strategiczne zidentyfikowano w odniesieniu do priorytetowych celów strategicznych określonych w „Strategii GK PGNiG dla obszaru dystrybucji na lata 2017–2022”. Ryzyko strategiczne, określone dla celów strategicznych, stanowi podstawę do selekcji ryzyka kluczowego z ryzyka procesowego.

W wyniku przeprowadzonych prac zidentyfikowano liczne rodzaje ryzyka procesowego. Ocena zidentyfikowanych rodzajów ryzyka została przeprowadzona w dwóch aspektach – dla ryzyka inherentnego oraz rezydualnego. Różnica pomiędzy ryzykiem inherentnym a rezydualnym polega na tym, że pierwsze szacowane jest bez uwzględnienia siły mechanizmów kontrolnych w organizacji.

Właściciele procesów wysoko ocenili ekspozycję spółki na ryzyko inherentne. Relatywnie wysoka ocena ryzyka inherentnego wskazuje, iż istotne dla spółki jest funkcjonowanie skutecznych mechanizmów kontrolnych. Właściciele procesów wysoko ocenili również działające już w organizacji mechanizmy kontrolne. Mimo to dla większości rodzajów ryzyka wskazali oni na możliwość dalszej ich poprawy.

Zarządzający procesami w większości przypadków są w stanie mierzyć poprzez wskaźniki ryzyka KRI poziom materializacji ryzyka oraz widzą możliwość ulepszenia istniejących mechanizmów kontrolnych poprzez realizację sformułowanych planów reakcji na ryzyko. Obszarem do rozwoju pozostaje możliwość finansowej wyceny materializacji ryzyka i kosztów wdrożenia planów reakcji na ryzyko.

W procesie identyfikacji ryzyka właściciele procesów dokonali także identyfikacji szans, czyli możliwości zwiększających prawdopodobieństwo osiągnięcia celów strategicznych. Sformułowane szanse oceniono wysoko, przypisując im wysoki potencjał wzmocnienia realizacji celów.

## DALSZY ROZWÓJ SYSTEMU

Na podstawie uzyskanych produktów PSG sp. z o.o. przechodzi do fazy ciągłego funkcjonowania systemu zarządzania ryzykiem. Do działań przewidzianych do realizacji należą przede wszystkim:

- aktywowanie wskaźników ryzyka KRI i planów reakcji dla ryzyka kluczowego,
- objęcie monitoringiem realizację szans,
- ustanowienie kanałów informacyjnych zasilających bazę incydentów.

Jak widać, przyszłe działania skoncentrowane są na uzyskaniu maksymalnej reaktywności systemu, na optymalizowaniu bazy incydentów oraz jej integracji z innymi systemami w celu umożliwienia bezpośredniego pobierania i wykorzystywania zgromadzonych tam danych do bieżącej weryfikacji poziomu różnych rodzajów ryzyka. Planowana jest także rozbudowa bazy wskaźników ryzyka KRI, by gromadzone w niej informacje mogły być jak najpełniej wykorzystywane do monitorowania i zarządzania różnymi rodzajami ryzyka z nimi związanymi.

**Tomasz Śpiewakowski**

**Autor jest dyrektorem Biura Zarządzania Ryzykiem Departamentu Strategii PSG.**

## PSG uruchomi Centrum Badań i Rozwoju w Rzeszowie

Centrum będzie jednostką naukowo-badawczą, która ma prowadzić działalność wspierającą kreowanie celów biznesowych spółki i realizację jej strategii. Rzeszów został wybrany na siedzibę centrum, bowiem jest miastem o dużym potencjale akademickim, ma także renomę jednego z najbardziej innowacyjnych miast w kraju. Polska Spółka Gazownictwa chce ściśle współpracować z przedstawicielami miejscowych uczelni oraz środowisk naukowych. W tym celu zidentyfikowano cztery grupy obszarów badawczych, w których taka współpraca byłaby możliwa. Są to:

- istniejąca infrastruktura gazownicza i jej eksploatacja,
- infrastruktura/rozwiązania pomiarowe i rozliczenia,
- nowe paliwa/usługi,
- efektywność energetyczna infrastruktury gazowniczej.

We wszystkich tych obszarach istnieje szerokie spektrum zagadnień, przy rozwijaniu których Centrum Badań i Rozwoju chciałoby korzystać z wiedzy i doświadczenia przedstawicieli rzeszowskiego środowiska naukowego. Najistotniejsze kwestie to m.in.:

- wykorzystanie polietylenu i poliamidu do budowy gazociągów,

- nowe technologie łączenia gazociągów,
- opracowanie czujnika do detekcji metanu,
- system precyzyjnego monitoringu i detekcji uszkodzeń sieci gazowych,
- pilotażowe wdrożenie zdalnych odczytów gazomierzy,
- transport mieszany metanu z wodorem,
- budowa sieci dystrybucji paliwa gazowego LNG/CNG/LCNG na potrzeby transportu,
- ogniwa wodorowe dla transportu,
- Power to Gas,
- produkcja energii elektrycznej w trakcie procesu regazyfikacji.

Ewa Leniart, wojewoda podkarpacki, podkreśliła, że decyzja o ulokowaniu centrum właśnie na Podkarpaciu to dotrzymanie obietnic złożonych przed rokiem przez prezesa PSG, że Rzeszów dostanie od spółki propozycję uwzględniającą potencjał zarówno pracowników PSG, jak i samego miasta. Tadeusz Markowski, rektor Politechniki Rzeszowskiej, oraz Józef Cybulski, prorektor Uniwersytetu Rzeszowskiego, zgodnie zadeklarowali chęć współpracy z Centrum Badań i Rozwoju, co będzie ogromną szansą na rozwój obu uczelni i realizację projektów, które bez wsparcia PSG nie byłyby możliwe.

Na programy badawcze PSG planuje przeznaczyć niemal 80 milionów złotych.

**Artur Michniewicz**

# Laboratorium Wzorcowania Gazomierzy (LWG)

**Tomasz Jakubiak**

**OGP** GAZ-SYSTEM S.A. w maju bieżącego roku zakończył jedną z najbardziej innowacyjnych inwestycji, jaką była budowa Laboratorium Wzorcowania Gazomierzy przy ciśnieniu roboczym. Zadanie współfinansowane było ze środków Unii Europejskiej z Programu Innowacyjna Gospodarka w ramach działania 1.4 Wsparcie projektów celowych osi priorytetowej 1 Badania i rozwój nowoczesnych technologii oraz działania 4.1 Wsparcie wdrożeń wyników prac B+R osi priorytetowej 4 – Inwestycje w innowacyjne przedsięwzięcia Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka 2007–2013.

## Charakterystyka obiektu

Laboratorium znajduje się na terenie Tłoczni Gazu w Hołowczycach. Obiekt składa się z budynku laboratorium zawierającego część socjalno-biurową, halę laboratorium i pomieszczenia techniczne. W hali laboratorium zlokalizowano instalacje technologiczne, których zasadniczym elementem są gazociągi umożliwiające montaż badanego gazomierza i przeprowadzenie wzorcowania przy wykorzystaniu gazomierzy wzorcowych. W celu zwiększenia możliwości pomiarowych obiekt połączony jest rurociągiem DN 300 z systemem przesyłowym. Umożliwia to wykonanie wzorcowania w układzie otwartym przy wykorzystaniu przepływu wymuszanego sprężarkami tłoczni gazu.

## Zadania Laboratorium Wzorcowania Gazomierzy

Zgodnie z rozporządzeniem ministra rozwoju i finansów w sprawie rodzajów przyrządów pomiarowych podlegających prawnej kontroli metrologicznej oraz zakresu tej kontroli, które obowiązują od 9 maja 2017 r.,

Rys. 1. Budynek laboratorium



Rys.2. Wnętrze hali laboratorium



nadzór metrologiczny nad gazomierzami jest obowiązkiem branży. Dzięki usługom wzorcowania, wykonywanym przez Laboratorium Wzorcowania Gazomierzy, taki nadzór będzie możliwy do realizacji już niebawem. Obecnie LWG jest na etapie wdrażania systemu zarządzania zgodnego z Normą PN-EN ISO/IEC 17025, dzięki czemu laboratorium będzie mogło ubiegać się o akredytację Polskiego Centrum Akredytacji.

Zadaniem LWG będzie nie tylko wzorcowanie gazomierzy, ale również prowadzenie działalności badawczo-rozwojowej dotyczącej przepływu gazu oraz metrologii, a także współpraca z jednostkami naukowymi. Będzie to również doskonałe miejsce do kształcenia nowych kadr inżynierskich w dziedzinie związanej z pomiarami przepływu gazu.

## Parametry stanowiska wzorcowania gazomierzy

Podstawowymi parametrami opisującymi stanowisko wzorcowania gazomierzy [1] [2] są:

- niepewność stanowiska (wyniku pomiaru błędu) jest porównywalna z uzyskiwaną w innych podobnych stanowiskach w Europie na poziomie nie gorszym niż 0,4%;
- zakres ciśnień wzorcowania:
  - od 3,5 do 55 bar w obiegu zamkniętym;
  - do 55 bar w obiegu otwartym (zależnie od ciśnienia panującego w systemie przesyłowym);
- możliwość wzorcowania gazomierzy turbinowych, ultradźwiękowych, wirowych, rotorowych, Coriolisa o średnicach nominalnych od DN 50 do DN 300 (opcjonalnie DN 350 i DN 400), dla mniejszych średnic również wzorcowanie gazomierzy zwężkowych;



- zakres temperatury gazu stanowiska pracującego w obiegu zamkniętym: od +16 do +24°C;
- stabilność temperatury gazu w obiegu zamkniętym na poziomie  $\pm 0,1^\circ\text{C}$ .

### Krótką charakterystyką kluczowych rozwiązań technicznych

#### System stabilizacji temperatury w hali laboratorium

Instalację zrealizowano wykorzystując centralę wentylacyjną zasilaną ciepłem z kotłowni, ciepłem z odzysku ciepła agregatu wody lodowej, chłodem z agregatu wody lodowej oraz posiadającej układ osuszania powietrza. Całość kontrolowana jest przez sterownik z dedykowanym dla laboratorium w Hołowczycach oprogramowaniem producenta. Układ zapewnia wymaganą krotność wymiany powietrza w hali oraz odpowiedni poziom stabilności temperatury powietrza i jego wilgotności, przy jednoczesnym zapewnieniu odpowiedniej wartości temperatury [3].

#### Układ chłodzenia gazu

Ponieważ ilość ciepła dostarczana w czasie pracy dmuchawy wysokociśnieniowej jest znaczna, konieczne było zastosowanie odpowiednio wydajnego i bardzo dokładnego układu stabilizacji temperatury gazu. Przyjęto rozwiązanie sprawdzone w dwóch innych podobnych stanowiskach w Europie. Zastosowano zasobnik chłodu z 30 tys. litrów płynu schładzanego z zastosowaniem agregatu wody lodowej oraz układ pomp, zaworów regulacyjnych i wymienników ciepła. Agregat wody lodowej utrzymuje temperaturę płynu chłodzącego na poziomie  $-5^\circ\text{C}$ . Całość układu wraz z pojemnością orurowania i wymienników ciepła ma objętość około  $33\text{ m}^3$ . Taka ilość zgromadzonego „chłodu” zapewnia utrzymanie temperatury gazu w wymaganym przy wzorcowaniu zakresie temperatur i przy zachowaniu stabilności na poziomie nie gorszym niż  $\pm 0,1^\circ\text{C}$  [3].

Stabilność temperatury gazu w pętli stanowiska wzorcowania gazomierzy zapewnia układ chłodzenia gazu

Rys. 3. Widok dmuchawy wysokociśnieniowej z wymiennikami ciepła i systemem stabilizacji temperatury gazu



oraz jego układ regulacyjny oparty na sterowniku PLC i czujnikach temperatury. Aby układ ten mógł odpowiednio szybko reagować na zmiany temperatury, osłona czujnika i sam czujnik, dostarczające informacji o temperaturze, muszą mieć małą bezwładność cieplną. Zastosowano czujnik temperatury o specjalnej, jednostkowej konstrukcji, dostosowanej do potrzeb ciśnieniowej części instalacji. Dodatkowo, układ regulacyjny oparty m.in. na sterowniku zarządzającym ilością przetłaczanego przez wymienniki płynu chłodzącego reguluje temperaturę gazu wypływającego z dmuchawy wysokociśnieniowej na podstawie wskazań czujnika będącego elementem zestawu dmuchawy wysokociśnieniowej [3].

#### Regulacja przepływu przy pracy w trybie otwartym

Podczas pracy w układzie otwartym laboratorium wykorzystuje strumień gazu wytwarzany podczas pracy tłoczni. Jego część jest kierowana do laboratorium. Aby w jak najmniejszym stopniu zakłócać pracę systemu przesyłowego założono, że podczas wzorcowania do laboratorium będzie wpływał stały strumień gazu. Zaprojektowano i wykonano instalację zawierającą układ zaworów regulacyjnych pracujących w dwóch kaskadach. Zastosowano po trzy zawory regulacyjne o różnych średnicach dla każdej z kaskad. Całość obejmuje współdziałanie w trybie automatycznym dwóch układów regulacyjnych (kaskad) z kontrolą strumienia gazu w obwodzie *by-passu* laboratorium za pomocą gazomierza ultradźwiękowego.

Układ regulacyjny zapewnia w pełni automatyczne utrzymanie stałego przepływu i jednocześnie reguluje w wymaganym zakresie przepływ w pętli laboratorium. Za pracę układów regulacyjnych odpowiada oprogramowanie sterownika PLC.

#### Pomiar ciśnienia gazu w gazomierzach

Pomiar ciśnienia absolutnego odbywa się w gazomierzu badanym. Ciśnienie w gazomierzach wzorcowych określane jest za pośrednictwem różnicy ciśnień pomiędzy gazomierzem badanym a gazomierzami wzorcowymi. Układ pomiarowy wykonano, wykorzystując przetworniki Emerson serii S, wzorcowane w laboratorium za pomocą manometrów obciążnikowo-tłokowych.

**Autor jest kierownikiem Laboratorium Wzorcowania Gazomierzy.**

#### LITERATURA

- [1] Dykowska E., Jakubiak T., *Zapewnienie spójności pomiarowej i oszacowanie niepewności wzorcowania w laboratorium wzorcowania gazomierzy przy ciśnieniu roboczym – Top-Gaz 2011*, materiały z konferencji.
- [2] Dykowska E., Jakubiak T., *Laboratorium wzorcowania gazomierzy przy ciśnieniu roboczym – Top-Gaz 2013*, materiały z konferencji.
- [3] Jakubiak T., *Laboratorium wzorcowania gazomierzy przy ciśnieniu roboczym – realizacja inwestycji*.

# Potencjał magazynowy

**Rafał Mrzygłód**

Na podstawie doświadczeń rozwiniętych rynków gazu ziemnego w krajach UE można zauważyć, iż pojemność czynna podziemnych magazynów gazu powinna być dostosowana do udziału importu gazu w całkowitej wielkości rynku. W strukturze zaopatrzenia gazu pochodzący z krajowego wydobycia wynosi w Polsce ok. 26%. Pozostały jest importowany głównie z kierunku wschodniego.

**S**tosunek współczynnika udziału pojemności czynnej w rocznym zużyciu gazu do współczynnika udziału importu w rocznym zużyciu gazu nie powinien być niższy niż 0,25. Obecnie współczynnik ten w Polsce jest niewiele mniejszy od wspomnianej wartości, plasując się na tym samym poziomie co średnia dla krajów UE-27. Im większy udział gazu importowanego w całkowitym popycie, tym większe pojemności czynne powinno się budować w danym kraju. Wzrost pojemności czynnych powoduje bowiem wzrost bezpieczeństwa ciągłości dostaw. Wśród krajów mających wyższy od minimum (tj. 0,25) współczynnik zapewnienia ciągłości dostaw gazu znajdują się m.in.: Czechy, Słowacja, Węgry, Bułgaria, Francja i Austria.

Podziemne magazyny gazu są zbiornikami gazu ziemnego budowanymi na potrzeby stabilizacji systemu gazowego. Z uwagi na konieczność składowania gazu ziemnego w ilości około nawet miliardów Nm<sup>3</sup>, najbardziej efektywne jest wykorzystanie magazynów podziemnych. Jako podziemne magazyny gazu (PMG) mogą służyć naturalne formacje geologiczne lub zbiorniki sztuczne. PMG można podzielić na następujące rodzaje obiektów:

- w kawernach solnych w złożu soli,
- w szcerpanych złożach węglowodorów (gazu ziemnego lub ropy naftowej),
- w warstwach wodonośnych (*aquifer*),
- w wyeksploatowanych kopalniach węgla (magazynowanie CMM i AMM).

Nasz kraj ma duże doświadczenie w obszarze podziemnego magazynowania gazu ziemnego, ponieważ pierwszy PMG w Europie powstał w 1954 roku w Polsce. PMG Roztoki był to magazyn w szcerpanym złożu gazu ziemnego, zlokalizowanym na terenie dzisiejszego województwa podkarpackiego w powiecie jasielskim.

Obecnie w naszym kraju eksploatowanych jest dziewięć podziemnych magazynów gazu:

- PMG Daszewo i PMG Bonikowo – magazyny w szcerpanych złożach węglowodorów (grupa gazu L); głównym zadaniem jest regulowanie pracy systemu gazu zaazotanego oraz zagospodarowanie gazu z kopalń gazu zaazotanego przez PGNiG,
- PMG Wierzchowice, PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów oraz PMG Brzeźnica – magazyny w szcerpanych

złożach węglowodorów (grupa gazu E); zadaniem jest świadczenie usług magazynowanych przez GSP,

- KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo – magazyny w kawernach solnych (grupa gazu E); zadaniem jest świadczenie usług magazynowanych przez GSP.

Nie funkcjonują w Polsce PMG w warstwach wodonośnych, mimo dobrych własności zbiornikowych wielu struktur geologicznych, jak na przykład struktura Marianowo, która położona jest w niecce szczecińskiej. Brak jest również PMG w wyeksploatowanych kopalniach węgla kamiennego, mogących służyć do retencyjnego magazynowania gazu kopalnianego (CMM i AMM) na terenie GZW.

Każdy z wymienionych typów podziemnych magazynów gazu ma odmienną charakterystykę eksploatacyjną (pojemność, moc napełniania i odbioru, liczba cykli pracy w ciągu roku, elastyczność) i ekonomiczną (nakłady inwestycyjne, koszty operacyjne).

PMG Wierzchowice, PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów oraz PMG Brzeźnica – jako zbiorniki w szcerpanych złożach gazu ziemnego – są magazynami o sezonowym charakterze pracy. Wykorzystywane są do kompensacji nierównomierności zapotrzebowania na gaz ziemny w sezonie letnim i zimowym, jak również realizacji zobowiązań wynikających z kontraktów importowych zawierających klauzulę *take or pay* – zapewnienia ciągłości i bezpieczeństwa dostaw gazu oraz wywiązania się z zawartych z odbiorcami umów sprzedaży.

KPMG Mogilno i Kosakowo, będące magazynami gazu w kawernach solnych, charakteryzują się znacznie większymi natężeniami odbioru gazu niż wcześniej wymienione PMG. Kawernowe podziemne magazyny gazu (KPMG) posiadają jeden z niepodważalnych walorów – mogą spełniać rolę szczytowych magazynów gazu, mogą służyć do pokrywania krótkotrwałych, bardzo dużych deficytów gazu (np. w razie awarii systemu gazociągów przesyłowych). Potrzebna jest wtedy odpowiednia dyspozycyjność PMG, tj. możliwość łatwego uzyskania bardzo dużego natężenia odbioru gazu z magazynu. Ponadto, ważną zaletą tego typu magazynów jest to, że umożliwiają uzyskanie dużych pojemności magazynowych przy zajęciu niewielkich powierzchni terenu. KPMG są bardzo elastyczne – w ciągu roku można do nich wielokrotnie zatłaczać i odbierać z nich gaz; mogą więc być uzupełnieniem dla innych typów PMG. Są to

istotne czynniki wpływające na budowę magazynów w kavernach solnych.

Najlepsze parametry techniczne pracy PMG, możliwości pracy wielocyklowej oraz elastyczność, czyli możliwość dostosowania do pracy rewersyjnej w krótkich cyklach, dają komory solne. W związku z tym w ostatnich latach obserwuje się wzrost zapotrzebowania na kawernowe podziemne magazyny gazu. Dane o realizowanych w Unii Europejskiej PMG wskazują, że w zakończonych, realizowanych bądź planowanych projektach PMG udział magazynów typu kawernowego jest coraz większy. W krajach takich jak Niemcy, Wielka Brytania, Holandia czy Francja, w których występują korzystne warunki geologiczne dla budowy magazynów kawernowych w złożach soli kamiennej ich udział stanowi zdecydowaną większość.

Obecna pojemność czynna PMG w Polsce na potrzeby świadczenia usług magazynowych wynosi 2,985 mld Nm<sup>3</sup>. Z tego 735 mln Nm<sup>3</sup> stanowią pojemności w KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo (docelowo planuje się 1,3 mld Nm<sup>3</sup> pojemności w kavernach, przy założeniu rozbudowy KPMG Mogilno do 800 mln Nm<sup>3</sup> i KPMG Kosakowo do 500 mln Nm<sup>3</sup>). Na początku sezonu wiosenno-letniego, gdy magazyny są opróżnione, maksymalna moc zatłaczania gazu do systemu magazynowego w Polsce wynosi 27,23 mln Nm<sup>3</sup>/dobę (w tym 9,6 mln Nm<sup>3</sup> oraz 2,4 mln Nm<sup>3</sup> przypada odpowiednio na KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo). Natomiast maksymalna

moc odbioru gazu z systemu PMG wynosi 48,76 mln Nm<sup>3</sup>/dobę (w tym 18 mln Nm<sup>3</sup> oraz 9,6 mln Nm<sup>3</sup> przypada na KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo) na początku sezonu jesienno-zimowego, gdy magazyny są napelnione.

Spółka Gas Storage Poland (GSP) posiada kompetencje i 20-letnie doświadczenie w realizacji budowy i eksploatacji kawernowych podziemnych magazynów gazu. Wysoko wykwalifikowana kadra inżynierska GSP realizowała budowę KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo na wszystkich etapach procesu inwestycyjnego: planowania, przygotowania, projektowania, budowy i rozruchu inwestycji. Pracownicy spółki mają liczne uprawnienia, w tym wynikające z prowadzenia działalności w charakterze zakładu górniczego.

Spółka GSP pełni funkcję operatora systemu magazynowania w naszym kraju, zgodnie z zapisami dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r., dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego (dyrektywa 2009/73/WE). Obecnie GSP zarządza zdolnościami wszystkich instalacji magazynowych, których zadaniem jest świadczenie usług magazynowych. Ponadto, prowadzi eksploatację kawernowych podziemnych magazynów gazu oraz realizuje rozbudowę KPMG Kosakowo.

**dr inż. Rafał Mrzygłód, Biuro Strategii Gas Storage Poland sp. z o.o.**



Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu Kosakowo z lotu ptaka.



# EuRoPol GAZ s.a. sprzymierzeńcem środowiska

Sławomir Dobek, Anna Kociszewska-Wojda

Celem niniejszego artykułu jest przedstawienie niektórych elementów zarządzania środowiskowego w Systemie Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ s.a.

## SYSTEM ZARZĄDZANIA ŚRODOWISKOWEGO

Zarządzanie środowiskowe w EuRoPol GAZ s.a. to zarządzanie procesami w taki sposób, aby minimalizować ich negatywny wpływ na środowisko naturalne.

Istotną rolę wspomagającą ideę ochrony środowiska odgrywa przyznany przez

Bureau Veritas Certification w 2011 roku i odnowiony w 2014 roku certyfikat potwierdzający wprowadzenie i stosowanie Zintegrowanego Systemu Zarządzania Jakością, Ochroną Środowiska oraz Bezpieczeństwem i Higieną Pracy, na podstawie norm PN-EN ISO 9001, PN-EN ISO 14001 oraz PN-N-18001. Dzięki syste-

mi firma zarządza oddziaływaniem na środowisko w taki sposób, aby działania w tym zakresie były wydajne i spójne z pełną działalnością organizacji. System pozwala zidentyfikować wszystkie oddziaływania na środowisko, ocenić ich realny wpływ, nadzorować związane z nimi wymagania prawne oraz minimalizować ryzyko związane z tymi oddziaływaniami.

## POLITYKA FIRMY

Dla EuRoPol GAZ s.a. ochrona środowiska jest obok bezpiecznego środowi-

Rys. 1. Schemat obowiązków zarządzania środowiskowego w EuRoPol GAZ s.a.



ska pracy najważniejszym fundamentem, na którym buduje on swoją politykę.

Firma co roku ponosi duże nakłady na inwestycje rozwijające zdolność do redukcji negatywnego wpływu na środowisko. Szczególną uwagę przykładła do systematycznego dostosowywania swoich zasobów i procedur do aktualnych przepisów i norm związanych z ochroną środowiska. Liczba przepisów dotyczących prawa ochrony środowiska oraz tempo ich zmian są ogromne, co wymusza systematyczne poszerzanie wiedzy i doskonalenie się. Na bieżąco monitorowane są zmieniające się przepisy prawa ochrony środowiska, co pozwala na szybkie reagowanie w sytuacji, gdy zmiany w prawie bezpośrednio nas dotyczą.

Dbałość o środowisko jest w EuRoPol GAZ s.a. ogromnie ważną tradycją. Od początku istnienia władze firmy kładły duży nacisk na przestrzeganie normatywów i zaleceń środowiskowych. Proekologiczna polityka działania widoczna była na każdym etapie tworzenia gazociągu, począwszy od założeń projektowych, poprzez realizację inwestycji i obecnie w okresie eksploatacji.

Misją naszego przedsiębiorstwa jest niezawodna realizacja usługi przesyłowej gazu ziemnego, dająca pełną satysfakcję klientom, realizowana w sposób przyjazny dla środowiska, bezpieczny dla pracowników, zapewniający stałe doskonalenie i wykorzystanie potencjału personelu oraz infrastruktury zarządzanej przez EuRoPol GAZ s.a.

## MONITOROWANIE I RAPORTOWANIE EMISJI

Dobrą jakość środowiska na terenie i wokół tłoczni gazu zapewnia prowadzony systematycznie monitoring emisji do powietrza, ilości i jakości ścieków, ilości wytwarzanych odpadów oraz emisji hałasu. Dzięki niemu możemy błyskawicznie zareagować na ewentualne sytuacje zwiększonego oddziaływania. Na podstawie monitorowanych parametrów opracowywane są sprawozdania i raporty dla organów administracji państwowej.

Oszczędzanie zasobów, w tym energii, to jeden z ważnych akcentów polityki rozwoju Unii Europejskiej i Polski, a w jej ramach również polityki ener-

getycznej i klimatycznej. Myślą tą kierujemy się również w EuRoPol GAZ s.a. – w swoich działaniach dążymy do optymalizacji zużycia surowców energetycznych, a jako uczestnik europejskiego systemu handlu emisjami (EU ETS) – do ograniczenia emisji CO<sub>2</sub>.

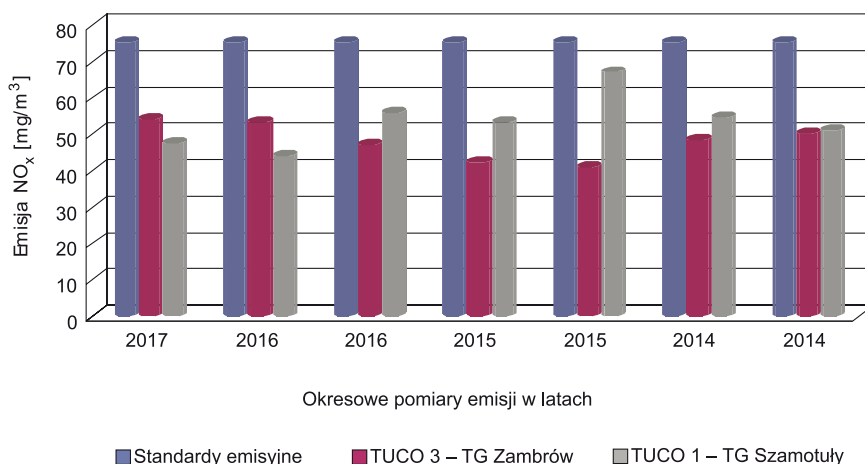
## DZIAŁALNOŚĆ EDUKACYJNA

Świadomi, odpowiednio wyszkoleni i zaangażowani pracownicy to gwarancja skuteczności działań w zakresie ograni-

świadomości ekologicznej pracowników w zakresie ochrony środowiska.

W osiągnięciu wysokiej sprawności urządzeń pomagają nam systematyczne przeglądy i remonty urządzeń oraz stosowanie materiałów i urządzeń wysokiej jakości, gwarantujących ich dłuższą eksploatację. Wszelkie prace serwisowe przeprowadza wyszkolony personel. Dzięki tym działaniom zapobiegamy awariom i niekontrolowanej emisji do powietrza i środowiska gruntowo-wodnego. Sprawna instalacja i sprawne urządzenia służące do ochrony środo-

Rys. 2. Rzeczywista emisja NO<sub>x</sub> z turbin gazowych zamontowanych na tłoczniach gazu



czania wpływu EuRoPol GAZ s.a. na środowisko. Dlatego firma stawia na rozwój pracowników i podnoszenie ich świadomości poprzez organizację cyklicznych szkoleń poświęconych tematyce związanej z ochroną środowiska. Odpowiednie postawy i zachowania pracowników oraz odpowiednia organizacja pracy stają się nawykiem, który pracownicy przenoszą do swoich domów i rodzin, dzięki czemu troska o środowisko w naszym przedsiębiorstwie osiąga szerszy wymiar.

\* \* \*

System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ s.a. jest firmą w pełni świadomą swoich obowiązków w stosunku do ochrony środowiska naturalnego. Prowadzi eksploatację urządzeń i systemów SGT, tak aby zapobiegać zanieczyszczeniom komponentów środowiska, jednocześnie zaś dąży do optymalizacji zużycia surowców energetycznych i podnosi

wiska to mniejsze oddziaływanie na środowisko.

Zarówno nasza firma, jak i każda prowadząca działalność, w wyniku której powstaje emisja, musi wypełniać obowiązki wynikające z ochrony środowiska, począwszy od obowiązku posiadania wymaganych decyzji administracyjnych, po monitoring i sprawozdawczość.

Spełnianie coraz bardziej zaostrzonych przepisów w zakresie ochrony środowiska, dotrzymanie warunków posiadanych decyzji administracyjnych, coroczna certyfikacja oraz charakterystyka transportowanego medium sprawiają, że realizacja usługi przesyłowej gazu ziemnego postrzegana jest przez klientów, podmioty kontrolujące i audytujące oraz samych pracowników jako przyjazna środowisku.

Autorzy są pracownikami SGT EuRoPol GAZ s.a.

# Metan – wyzwanie polskiego górnictwa

**Witold Nieć**

W dniach 7–9 czerwca 2017 r. w Katowicach odbyła się uroczystość otwarcia powołanego przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa pierwszego w Polsce Międzynarodowego Centrum Doskonałości w zakresie Metanu z Kopalń Węgla (ICE-CMM). Centrum to wspólna inicjatywa Głównego Instytutu Górnictwa w Katowicach (GIG), Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazu (PGNiG), Państwowego Instytutu Geologicznego oraz Instytutu Nafty i Gazu. Placówka została utworzona i działa pod auspicjami i w ścisłej współpracy z Europejską Komisją Gospodarczą Narodów Zjednoczonych (UNECE) oraz jej Grupą Ekspertów ds. Metanu z Kopalń.

Śląskie centrum skupia ekspertów pracujących nad nowymi metodami pozyskiwania i wykorzystywania metanu z kopalń, tak aby zwiększyć efektywność górnictwa i równocześnie wpływać na podniesienie stanu bezpieczeństwa w kopalniach. Centrum będzie również gromadzić informacje i doświadczenia w zakresie zarządzania metanem z kopalń z zachowaniem zasad zrównoważonego rozwoju, na co szczególnie nacisk kładzie ONZ.

Ma to być miejsce wymiany doświadczeń dla całego sektora górnictwa. Warto podkreślić, iż co roku w trakcie eksploatacji pokładów węgla w polskich kopalniach wydziela się ponad 900 mln m sześć. tego gazu. Wielkość udokumentowanych zasobów bilansowych metanu w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym szacowana jest na ponad 90 mld m sześciennych w 60 złożach.

– Otwieramy perspektywę badawczą, ale z czasem również perspektywę komercyjnej produkcji metanu ze złóż węgla w Polsce. Z odwagą, z przedsiębiorczością, ale też opierając się na solidnych podstawach naukowych, patrzymy w przyszłość energii w Polsce – w czasie otwarcia centrum powiedział Michał Kurtyka, wiceminister energii.

## GAZ GROŹNY I UŻYTECZNY

Metan w określonych stężeniach (5–15 proc. objętości) staje się wybuchowy, stwarzając zagrożenie dla życia i zdrowia górników. Jest też gazem cieplarnianym o 21 razy większym wpływie na atmosferę niż dwutlenek węgla.

Ilość metanu wydzielanego w czasie eksploatacji pokładów węgla w ostatnich latach systematycznie rosła. To efekt sięgania po złoża położone coraz głębiej. Według publikacji branżowego pisma „Nowy Górnik”, na każdą tonę wydobytego węgla wydziela się od 10,5 do 11,1 m sześciennych tego gazu. Z pokładów metanowych w ubiegłym roku pochodziło ponad 70 proc. wydobytego węgla.

Podczas otwarcia śląskiego centrum przypomniano, iż – według zaktualizowanych danych – poszukiwanie i rozpoznawanie tego gazu jest prowadzone na podstawie ośmiu koncesji udzielonych przez ministra środowiska, a wydobycie tego gazu – na podstawie trzech koncesji.

– W naszych kopalniach odmetanowanie wyrobisk prowadzone jest głównie w celu zapewnienia bezpieczeństwa prac górniczych, a ujmowany metan w znacznej części uwalniany jest do atmosfery. Trzeba zachęcać społeczność, naukowców, firmy górnicze i decydentów do podnoszenia świadomości w zakresie wyzwań i możliwości, jakie daje wykorzystanie metanu z pokładów węgla. Centrum, które właśnie otwieramy, jest szansą dla rozwoju międzynarodowej współpracy w obszarze problematyki metanowej oraz transferu polskiego know-how do innych górniczych krajów świata – powiedział prof. Stanisław Prusek, dyrektor naczelny Głównego Instytutu Górnictwa.

Metan, w przeszłości traktowany jako odpad, jest – podobnie jak węgiel kamienny – kopalina, której pozyskiwanie wpływa na ekonomię i środowisko. Energetyczne wykorzystanie gazu to niższe koszty energii, a redukcja jego emisji do atmosfery wspiera walkę ze zmianami klimatu.

Według przedstawicieli Ministerstwa Środowiska, od kilkunastu lat metan staje się coraz ważniejszym dodatkowym źródłem energii, pozyskiwanym w procesie wydobycia z pokładów węgla w wyrobiskach górniczych, z powietrza wentylacyjnego kopalń węgla kamiennego lub z otworów wiertniczych przy użyciu szczelinowania hydraulicznego. Resort deklaruje wsparcie dla prac badawczych w tym zakresie, prowadzonych m.in. przez Państwowy Instytut Geologiczny oraz uczelnie techniczne.

Plany planami, jednak – według dostępnych danych – zaledwie trzecia część metanu, jaki wydziela się przy wydobyciu węgla, jest ujmowana w specjalne instalacje. Z tego ponad 60 proc. wykorzystuje się do produkcji ciepła, prądu i chłodu.



## ROSNĄCE ZNACZENIE METANU

Niepodlegającym dyskusji argumentem na rzecz wykorzystania metanu, zwłaszcza do celów energetycznych, jest jego stała obecność w pokładach węglowych – nie trzeba go szukać ani kupować i nigdy go nie zabraknie. Ujęty w instalacje odmetanowania gaz można przerobić na trzy sposoby: do wytwarzania energii elektrycznej, ciepła użytkowego i chłodu. Pracujące w górnictwie układy kogeneracyjne zasilane metanem produkują na potrzeby kopalni prąd i ciepło, a układy trójgeneracyjne – prąd, ciepło i chłód. Wytwarzane w silnikach ciepło trafia do sieci ciepłowniczej kopalń i wykorzystuje się je np. w łaźniach i do ogrzewania pomieszczeń. Otrzymany z niego chłód – przenoszony poprzez sieć rurociągów wodnych do chłodziń powietrza – służy do podziemnej i centralnej klimatyzacji kopalń.

O ile faktycznie powstanie Międzynarodowe Centrum Doskonałości w zakresie wykorzystania metanu z kopalń węgla stanowi nową jakość w pracach nad wykorzystaniem tego gazu, to jednak warto podkreślić, że śląskie górnictwo z roku na rok coraz chętniej wykorzystuje ten gaz. Co roku w naszych kopalniach wydziela się około 900 mln metrów sześciennych metanu, najwięcej w Jastrzębskiej Spółce Węglowej – 330 mln metrów sześciennych, z czego około 130 mln m sześć. jest wychwytywane.

Kopalnie JSW są też liderem w gospodarczym wykorzystaniu tego niebezpiecznego gazu – od 1997 roku spółka realizuje wiele projektów prowadzących do wzrostu efektywności zagospodarowania ujętego metanu. W niektórych kopalniach JSW efektywność jego wykorzystania przekracza 85 proc. Roczne potrzeby energetyczne całej JSW oblicza się na 245 MWe, już teraz spółka dysponuje 160 MWe z własnych źródeł energii,

w tym 45 z silników gazowych wykorzystujących metan. Nie zapewnia to więc jeszcze samowystarczalności energetycznej, ale JSW obecnie realizuje dwa projekty o łącznej mocy 105 MWe. Pierwsza to blok fluidalny o mocy 75 MWe, budowany przez Spółkę Energetyczną Jastrzębie przy kopalni Zofiówka, a drugi to blok energetyczny o mocy 30 MWe przy koksowni Radlin (JSW Koks). Po zakończeniu obu inwestycji w przewidywanym terminie (2017 rok) JSW ma dysponować 265 MWe, co z zapasem pokryje jej roczne zapotrzebowanie energetyczne, a nawet pozwoli sprzedawać nadwyżki.

## WRACAJĄC DO CENTRUM

Podczas otwarcia centrum zapowiedziano również daleko idące zmiany w obowiązujących przepisach, aby maksymalnie uprościć procedury związane z pozyskiwaniem metanu z pokładów węgla. Kluczem do sukcesu mają być też wprowadzone w tym roku koncesje inwestorskie na rozpoznanie i wydobycie węglowodorów, zdecydowanie upraszczające procedury związane z rozpoczęciem eksploatacji rozpoznanych złóż.

Do końca października br. ma być opracowany plan działania centrum oraz określone finansowe ramy przedsięwzięć przeznaczonych do realizacji. Musi je zatwierdzić Biuro Narodów Zjednoczonych w Genewie.

**Finansowanie działań ICE-CMM traktowane jest jako wkład własny kraju członkowskiego ONZ, który wyraził zainteresowanie prowadzeniem ICE-CMM. Europejska Komisja Gospodarcza Narodów Zjednoczonych będzie zabiegać o dobrowolne wsparcie ze strony pozostałych krajów członkowskich ONZ lub organizacji mających na celu pomoc w funkcjonowaniu ICE-CMM.**



Uczestnicy uroczystości otwarcia. Od lewej: Richard Mattus, Grupa Ekspertka Komisji Gospodarczej ONZ (UNECE); Przemysław Borkowski, wicedyrektor PIG-PIB; Michał Kurtyka, podsekretarz stanu w Ministerstwie Energii; Scott Foster, dyrektor Sustainable Energy Division, UNECE; Łukasz Krolewski, wiceprezes PGNiG SA; Felicia Ruiz, ekspert ochrony środowiska US EPA; Raymond Pilcher, UNECE; Michał Drabik, UNECE; Daniel Brunner, prezes REI Drilling, Inc.; Maria Ciechanowska, dyrektor INiG; Stanisław Prusek, dyrektor naczelny GIG; Jacek Skiba, GIG.

# Amerykańskie LNG w Świnoujściu

Henryk Piekut

8 czerwca br. do Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu gazowiec Clean Ocean z USA. Rozpoczynając budowę terminalu LNG w Świnoujściu, rozważano różne kierunki dostaw gazu do tego portu. Ostatecznie na strategicznego dostawcę wybrano firmę z Kataru i podpisano z nią wieloletni kontrakt.

Tymczasem niedługo po dotarciu do Świnoujścia gazowca z Kataru dopłynęła pierwsza dostawa LNG z Norwegii, a już 8 czerwca br. dopłynął gazowiec Clean Ocean z USA.

W tym dniu PGNiG odebrało amerykańskie LNG od firmy Cheniere Energy. Była to pierwsza taka dostawa nie tylko do Polski, ale także do Europy Środkowo-Wschodniej. Nic więc dziwnego, że w uroczystości odbioru pierwszego ładunku skroplonego gazu z USA wzięli udział: **premier Beata Szydło**, przedstawiciele rządu z **Krzysztofem Tchórzewskim**, ministrem energii, oraz **Piotrem Naimskim**, sekretarzem stanu w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów i pełnomocnikiem rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej. Obecny był wicemarszałek Sejmu **Joachim Brudziński**, przedstawiciele władz lokalnych oraz spółek PGNiG SA i Cheniere Energy.

– *Takie dni jak dzisiaj przechodzą do historii, bo ten pierwszy transport gazu z USA do Polski będzie w przyszłości odno-*

*zycję PGNiG i pozwala nam jeszcze skuteczniej realizować nasze cele biznesowe – powiedział Piotr Woźniak, prezes zarządu PGNiG SA. – Wzrost zaangażowania naszej spółki na rynku LNG oraz zakup gazu z USA to efekt realizacji strategii dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski, dzięki której budujemy bezpieczeństwo energetyczne naszego państwa – dodał.*

– *Ta dostawa do Polski potwierdza zapotrzebowanie na amerykańskie LNG oraz na pełny model obsługi, jaki zapewnia Cheniere, obejmujący dostawę LNG bezpośrednio do klientów. Doceniamy dobrą współpracę z PGNiG i z przyjemnością wspieramy Polskę w dostępie do LNG z USA i realizacji w ten sposób jej celów gospodarczych – podkreślił Andrew Walker, wiceprezes ds. strategii w Cheniere Energy.*

Dostawa z USA to dla Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa już drugi kontrakt typu spot (krótkoterminowy) po dostawie z Norwegii w czerwcu 2016 roku. Spółka zapowiada kolejne tego typu dostawy – najbliższą już w lipcu br.

Widoczny z plaży w Świnoujściu gazowiec Clean Ocean przywiózł ok. 100 mln m<sup>3</sup> gazu. To wprawdzie niewiele, ale – jak powiedział Maciej Woźniak, wiceprezes zarządu PGNiG SA – ta ilość, w przypadku całkowitego braku dostaw z innych źródeł (z krajowymi włącznie), pokrywa latem tygodniowe zapotrzebowanie na gaz ziemny w Polsce. Ponadto, jak twierdzą eksperci od transportu morskiego, chociaż terminal w amerykańskiej Luizjanie jest bardziej odległy niż w Katarze, to statek z Ameryki dopływa do Świnoujścia w 14 dni, a z Kataru potrzebuje na dostawę – przymusowo zwalniając w trakcie przepływania przez Kanał Sueski – o 4 doby więcej. W przypadku sytuacji „awaryjnej” taka różnica może okazać się istotna.

Tak się złożyło, że na kilka dni przed przybyciem statku z gazem amerykańskim otaczające Katar kraje arabskie zagroziły mu sankcjami, a te mogą stanowić poważny kłopot dla katarskich dostaw. Obserwatorzy liczą wprawdzie na szybkie zakończenie katarskiego kryzysu, niemniej jednak stanowi on jeszcze jeden argument, aby kontrakt amerykański uznać za ważny. Tym bardziej że kolejne dostawy spotowe z USA są możliwe w najbliższym czasie.

PGNiG konsekwentnie wzmacnia swoją pozycję na międzynarodowym rynku gazu skroplonego. Zakup surowca z Ameryki Północnej oraz nowe kontrakty pozwolą spółce rozszerzyć portfolio importowe i zwiększyć efektywność wykorzystania wykupionych przez spółkę mocy w terminalu w Świnoujściu.

Należy przypomnieć, że Cheniere Energy jest obecnie jedynym eksporterem amerykańskiego LNG. Unikalny model biznesowy spółki zapewnia jej klientom ofertę obejmującą nabywanie, transportowanie i przetwarzanie gazu rurociągowego oraz dostarczanie klientom LNG zarówno bezpośrednio do wybranych instalacji, jak i do celów handlowych na rynkach na całym świecie. Należący do Cheniere terminal Sabine Pass w Luizjanie rozpoczął dostawy w lutym 2016 roku, drugi obiekt tego typu firma buduje w Corpus Christi w Teksasie.

Fot. autor



8 czerwca w uroczystości odbioru pierwszego ładunku skroplonego gazu z USA udział wzięli: premier Beata Szydło, przedstawiciele rządu i parlamentu, władz lokalnych oraz spółek PGNiG SA i Cheniere Energy.

*towany w podręcznikach historii – powiedziała premier Beata Szydło. Przy tej okazji zapowiedziała rozbudowę terminalu o 50% obecnych możliwości. Wielokrotnie też powtarzała, że ta pierwsza dostawa łączy bezpieczeństwo z rozwojem kraju, który potwierdzają najnowsze wyniki gospodarcze.*

Kontrakt między Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem a amerykańską firmą Cheniere Energy został zawarty 27 kwietnia br. za pośrednictwem Biura Trading LNG PGNiG w Londynie.

– *Ameryka Północna jest kolejnym regionem świata, z którego sprowadzamy gaz skroplony. Ta dostawa pokazuje, że Polska może z powodzeniem pełnić rolę bramy dla amerykańskiego LNG do naszej części Europy. To wzmacnia międzynarodową po-*





URZĄD DOZORU  
TECHNICZNEGO

# PROFESJONALNE SZKOLENIA I KONFERENCJE TECHNICZNE

## Wybierz doświadczenie Akademii UDT

### SZKOLENIA ▼

#### Wymagania w zakresie eksploatacji urządzeń ciśnieniowych

08.09.2017, Koszalin  
27.09.2017, Poznań  
20.07.2017, Gdańsk  
22.09.2017, Białystok  
21.09.2017, Wrocław

#### Wymagania w zakresie eksploatacji urządzeń ciśnieniowych, zbiorników bezciśnieniowych i niskociśnieniowych oraz rurociągów technologicznych i przesyłowych

22.09.2017, Tarnów

#### Zapewnienie bezpieczeństwa urządzeń ciśnieniowych zgodnie z wymaganiami dyrektywy PED

19.09.2017, Częstochowa

#### Nadzór i kontrola robót spawalniczych

11-15.09.2017 (I sesja), Gliwice  
16-20.10.2017 (II sesja), Gliwice

#### Kwalifikowanie personelu i technologii połączeń nierozłącznych wg dyrektywy PED

22.09.2017, Wałbrzych

Dowiedz się więcej >>

Zadzwoń: tel. 22 57 22 221  
Napisz: [szkolenia@udt.gov.pl](mailto:szkolenia@udt.gov.pl)  
Odwiedź: [www.udt.gov.pl/szkolenia](http://www.udt.gov.pl/szkolenia)



[www.udt.gov.pl](http://www.udt.gov.pl)



Urząd Dozoru Technicznego



@UrządDozoruTech



# Bezpieczeństwo użytkowania instalacji gazowych

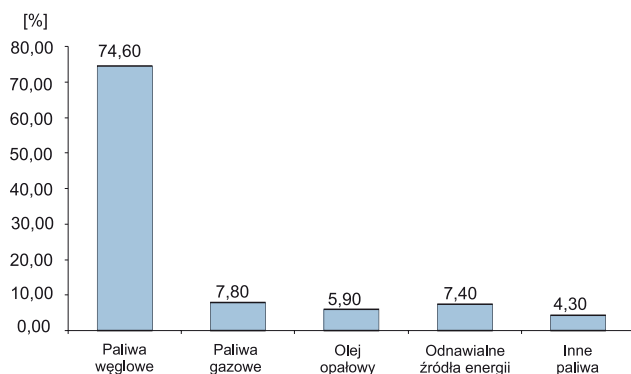
**Tomasz Minor**

W artykule przedstawiono statystyki wypadków związanych z nieprawidłowym użytkowaniem instalacji gazowych na gaz ziemny i propan-butan. Omówiono najczęstsze przyczyny wypadków oraz pokazano obszary, na które należy zwrócić uwagę, aby zmniejszyć ich liczbę.

## Wypadki spowodowane użytkowaniem instalacji gazowych

Obecnie coraz częściej ogranicza się stosowanie paliw stałych do celów grzewczych. Ich miejsce zajmuje między innymi gaz, który jest stosunkowo czystym paliwem i w Polsce wykorzystywany jest przez wiele gospodarstw domowych i zakładów przemysłowych. W 2015 roku zużycie gazu stanowiło prawie 8% udziału w rynku spośród paliw stosowanych do wytwarzania ciepła (rys 1.).

Rys. 1. Wykorzystanie paliw stosowanych do produkcji ciepła (sporządzono na podstawie [2])

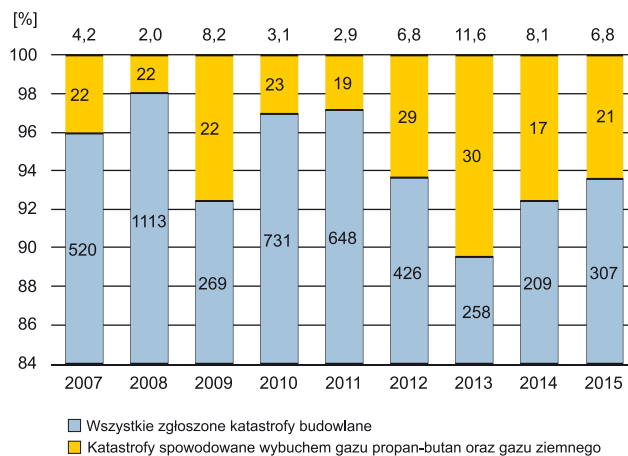


W Polsce około 30% gazu zużywają gospodarstwa domowe [3]. W obszarach niezgazyfikowanych używany jest gaz płynny propan-butan w butlach o pojemności najczęściej do 11 kg.

Statystycznie spośród wszystkich gospodarstw domowych wykorzystujących paliwa gazowe do różnych celów 40% korzysta z gazu propan-butan (z butli 11-kilogramowych) [3]. Wykorzystywanie gazu jest bezpieczne pod warunkiem spełnienia wielu wymagań związanych z bezpiecznym użytkowaniem paliw gazowych. Niestety, zdarzają się wypadki związane z użytkowaniem instalacji gazowych na gaz ziemny czy płynny. Wypadki te spowodowane są nieprawidłowym postępowaniem przez człowieka lub zdarzeniami losowymi. Nieprzebrane są również przepisy rozporządzenia ministra infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (§ 157 punkt 6, mówiące o braku możliwości wykorzystywania gazu propan-butan w obiektach i lokalach,

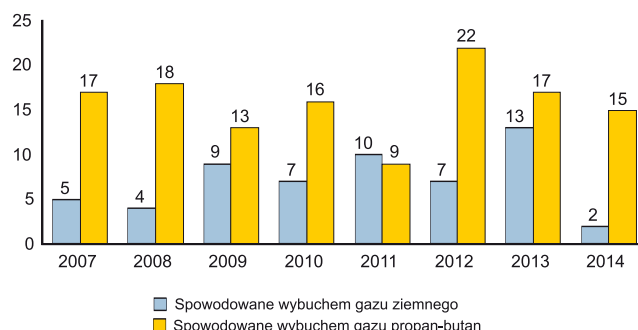
w których doprowadzony jest gaz ziemny. Na wykresach przedstawiono wszystkie katastrofy budowlane, które wystąpiły w latach 2007–2015, z podziałem na te, które zostały spowodowane wybuchem gazu płynnego propan-butan lub gazu ziemnego, z procentowym ich udziałem.

Rys. 2. Liczba wszystkich katastrof budowlanych z wyszczególnieniem spowodowanych wybuchem gazu (sporządzono na podstawie [4, 5])



Jak widać na wykresie, liczba katastrof spowodowanych wybuchem gazu w większości przypadków nie przekracza 10%, a średnia z tych lat – 5%. Należy również rozróżnić katastrofy

Rys. 3. Katastrofy spowodowane wybuchem gazu ziemnego i gazu propan-butan (sporządzono na podstawie [4])



spowodowane wybuchem gazu ziemnego od spowodowanych głównie przez niewłaściwe użytkowanie gazu płynnego propan-butan w butlach (głównie do 11 kg).

Rys. 3 przedstawia stosunek katastrof spowodowanych wybuchem gazu ziemnego i gazu propan-butan. W jednym tylko przypadku liczba wypadków spowodowanych wybuchem gazu ziemnego przekroczyła o jedną od spowodowanych wybuchem gazu z butli 11-kilogramowej lub ich niewłaściwym użytkowaniem. W latach 2008–2014 spośród tzw. katastrof gazowych budynków jednorodzinnych 78% spowodowanych było wybuchem gazu płynnego, w budynkach wielorodzinnych było to 52% [4].

## Katastrofy spowodowane wybuchem gazu ziemnego

Przyczyny katastrof możemy podzielić na zależne i niezależne od człowieka, powstałe na skutek zdarzeń losowych.

### a) Niezależne od człowieka:

- rozszczelnienia instalacji gazowych (głównie w starych budynkach, instalacje skręcane);
- uszkodzenia instalacji gazowych w wyniku zdarzeń losowych (np. wichury, uszkodzenia budynków w wyniku przemieszczania się gruntu);
- awarie urządzeń redukujących ciśnienie gazu;
- awarie urządzeń gazowych, w tym awarie urządzeń niewyposażonych w zawory odcinające dopływ gazu po zaniku płomienia;
- migracja gazu do wnętrza budynku.

W Darłowie w wyniku wichury przewróciła się ściana budowanego obiektu, co spowodowało rozszczelnienie instalacji gazowej. W tym przypadku dopływ gazu został w porę zamknięty [7]. Przykładów takich na pewno jest więcej i należałoby się zastanowić, jak im zapobiegać.

### b) Zależne od człowieka:

- celowe rozszczelnienie instalacji;
- kradzież gazu;
- brak kontroli instalacji gazowych;
- brak dostępu do urządzeń i instalacji przez organy upoważnione do ich kontroli;
- brak sprawnej wentylacji.

Również w tym przypadku można podać kilka przykładów. Pierwszy (jak wynikało z wywiadu środowiskowego) to najprawdopodobniej celowe rozszczelnienie instalacji gazowej. Zdarzyło się to w Bydgoszczy w domu jednorodzinny, w wyniku wybuchu gazu śmierć poniósł mężczyzna, a uszkodzeniu uległy dwa sąsiednie budynki [12]. Kolejny przykład to wybuch gazu w Nowym Targu. W wyniku uszkodzenia miejskiej sieci gazowej, na skutek prac wodociągowych, ułatwiający się gaz migrował wzdłuż przewodów kanalizacyjnych do budynku obok [6]. Inne przyczyny wypadków – według służb gazowniczych – to kradzież gazu, realizowana nawet poprzez dętkę rowerową lub wąż ogrodowy. Sytuacje te są bardzo nieodpowiedzialne i niebezpieczne, ponieważ w wyniku tych działań naraża się ludzi na utratę życia lub mienia. Jeszcze inny przykład to wybuch gazu w lokalu, do którego nie miały dostępu służby kontrolujące instalację i urządzenia gazowe, zatrucie tlenkiem węgla w wyniku wadliwych lub niesprawnych instalacji kominowych i wentylacyjnych.

## Katastrofy spowodowane wybuchem gazu płynnego propan-butan

Najczęstszą przyczyną katastrof związanych z wybuchem gazu propan-butan jest nieprzestrzeganie przepisów dotyczących montażu i użytkowania butli gazowych oraz niewłaściwe ich przechowywanie.

W celu zachowania optymalnych środków bezpieczeństwa, związanych z użytkowaniem gazu propan-butan z butli 11-kilogramowej, szczególną uwagę należy zwrócić na to, aby butla z gazem posiadała:

- jednolitą barwę;
  - tabliczkę z informacją o wadze, maksymalnej ilości gazu, firmie napełniającej oraz zawierającą telefon kontaktowy;
  - zabezpieczony wlot zaworu;
  - nieuszkodzoną uszczelkę w gnieździe zaworu;
  - foliową plombę na zaworze.
- Instalacja gazowa na gaz płynny powinna posiadać:
- sprawny reduktor;
  - prawidłowo oznakowany przewód gazowy elastyczny, z naniesioną datą ważności przewodu.



Fot. 1. Oznaczenie przewodu gazowego (fot. T. Minor)

Zdjęcie nr 1 przedstawia oznakowanie przewodu dostępnego w sprzedaży w roku 2016. Jak możemy zauważyć, przewód ten został oznakowany w sposób niezgodny z wymaganiami przepisów rozporządzenia ministra spraw wewnętrznych i administracji z 16 sierpnia 1999 r. w sprawie warunków technicznych użytkowania budynków mieszkalnych (§ 49), mianowicie podana data jest najprawdopodobniej datą produkcji przewodu, a nie datą jego ważności.

## Przyczyny katastrof

W tym przypadku katastrofy również możemy podzielić na zależne i niezależne od człowieka, jednak niezależnych jest znacznie mniej.

Do przyczyn niezależnych możemy zaliczyć te, na które nie mają wpływu osoby obsługujące czy eksploatujące butle gazowe.

### a) Niezależne od człowieka:

- wada konstrukcyjna butli lub zaworów;
- wady materiałowe.

Do wypadków spowodowanych wadliwą konstrukcją butli dochodzi bardzo rzadko.

**b) Zależne od człowieka** – jest ich przeważająca większość, a do najczęstszych możemy zaliczyć:

- nieprawidłowe przechowywanie;

- uszkodzone uszczelki lub ich brak (fot. 2.);
- nieprzestrzeganie przepisów dotyczących montażu, użytkowania i sprawdzania szczelności instalacji;
- brak wymiany zaworów butli;
- wadliwe instalacje (przewody butli) oraz brak ich wymiany;
- zły stan techniczny butli (np. skorodowane butle) i instalacji;
- brak sprawnej wentylacji w pomieszczeniach, w których znajdują się butle;
- korzystanie z butli w pomieszczeniach/lokalach, do których doprowadzona jest instalacja z gazem ziemnym;
- korzystanie z urządzeń nieprzystosowanych do gazu propan-butan;



Fot. 2. Uszkodzona uszczelka gniazda zaworu (fot. T. Minor)

- brak kontroli szczelności instalacji gazowej;
- przechowywanie butli na strychach, w piwnicach itd.

Poniżej kilka przykładów katastrof spowodowanych wybuchem gazu propan-butan.

Pierwsza to wybuch gazu w Zduńskiej Woli. Według ustaleń, do wybuchu doszło na skutek rozszczelnienia instalacji gazowej zasilanej z butli 11-kilogramowej i nagromadzenia się gazu podczas pracy kuchenki gazowej [8]. Inny przykład to

wypadek w Pabianicach. W wyniku rozszczelnienia instalacji gazowej w nocy doszło do nagromadzenia gazu i kiedy mężczyzna chciał uruchomić kuchenkę gazową w celu przypalenia papierosa, doszło do wybuchu. Zawaleniu uległa połowa budynku. Mężczyzna przyznał, że zawsze sam wymieniał butlę i sam sprawdzał szczelność instalacji [11]. Kolejny przykład to wybuch butli z gazem w Gliwicach. Do eksplozji doszło w bloku, w którym mieszkaniec używał butli z gazem. Zgodnie z przepisami [13], nie powinien jej używać, ponieważ budynek był wyposażony w instalację gazową zasilaną z sieci gazu ziemnego [9]. Jeszcze inny przykład to wybuch gazu w Kreliekijmach. Z ustaleń wynikało, że przyczyną wybuchu najprawdopodobniej było nagromadzenie się gazu w wyniku rozszczelnienia zaworu butli gazowej, która była umieszczona obok pieca [10].

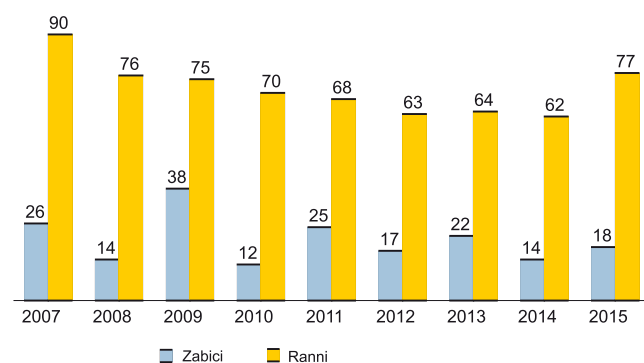
W miejscach użytkowania urządzeń na gaz ziemny i gaz propan-butan często wypadki śmiertelne są następstwem zatrucia tlenkiem węgla (niezupełny proces spalania paliwa), do którego prowadzi m.in. brak regularnego serwisowania i konserwacji urządzeń. Zmniejszenie prześwitów w tych elementach palnika gazowego, które decydują o prawidłowym procesie spalania gazu, w połączeniu z nieprawidłowo działającą instalacją nawiewno-wywiewną i kominową w pomieszczeniu (brak dopływu wymaganej ilości powietrza do spalania w wyniku nadmiernego uszczelnienia budynku, zbyt małe otwory

doprowadzające powietrze do pomieszczenia, w którym zainstalowano urządzenie gazowe z otwartą komorą spalania i brak ciągu kominowego), przyczynia się do zatrucia tlenkiem węgla. Przedstawione statystyki nie zawierają przypadków śmiertelnych powstałych w wyniku zatrucia tlenkiem węgla.

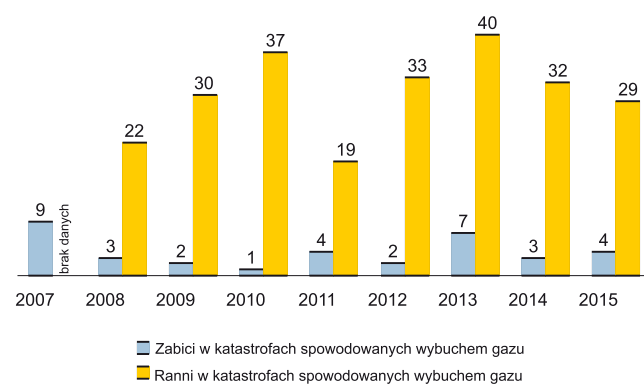
Na zamieszczonych wykresach przedstawiono liczbę poszkodowanych w katastrofach budowlanych z podziałem na spowodowane wybuchem gazu w latach 2007–2015. Rys. 4. przedstawia liczbę osób zabitych spośród wszystkich poszkodowanych we wszystkich katastrofach budowlanych.

Rys 5. przedstawia liczbę wypadków śmiertelnych spowodowanych wybuchem gazu na przestrzeni lat, których liczba wy-

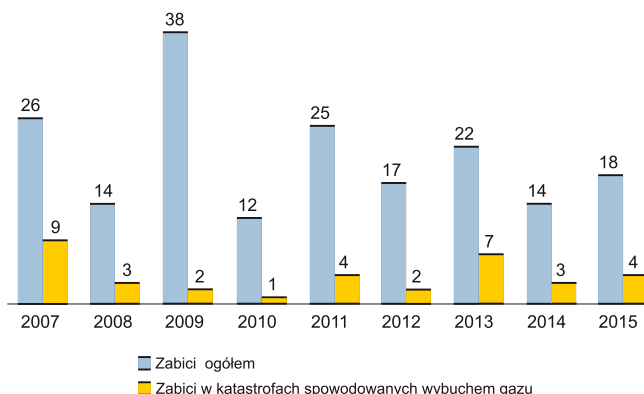
Rys. 4. Poszkodowani we wszystkich katastrofach budowlanych (sporządzono na podstawie [4,5])



Rys. 5. Poszkodowani w katastrofach spowodowanych wybuchem gazu (sporządzono na podstawie [4,5])



Rys. 6. Zabici we wszystkich katastrofach i katastrofach spowodowanych wybuchem gazu (sporządzono na podstawie [4,5])





niosła 35 osób, co stanowi 13% wszystkich poszkodowanych.

Na przestrzeni lat średnia liczba ofiar śmiertelnych spowodowanych wybuchem gazu wyniosła około 19% spośród wszystkich zabitych we wszystkich katastrofach budowlanych.

Najczęstszą przyczyną powstawania wypadków związanych z użytkowaniem gazu jest czynnik ludzki. Jest to nieprzestrzeganie przepisów i zaleceń, wykonywanie samowolnych przeróbek instalacji, podłączeń urządzeń przez niewykwalifikowane osoby oraz kradzieże gazu i brak kontroli instalacji gazowych. Wszystkie te czynności narażają na utratę zdrowia, życia i mienia ludzi. Liczba katastrof spowodowanych wybuchem gazu na przestrzeni lat wynosi około 5%, a wypadków śmiertelnych spowodowanych wybuchem gazu – od 5 do 35% wszystkich wypadków śmiertelnych powstałych w katastrofach budowlanych. Nie jest to mała liczba i należy podjąć wszelkie próby, aby te sytuacje się nie zdarzały.

Szczególny nacisk należy położyć na:

- rzetelne i regularne kontrole instalacji gazowych;
- kontrole instalacji kominowych i wentylacyjnych;
- kontrole sprawności i szczelności urządzeń gazowych;
- regularne sprawdzanie szczelności instalacji propan-butan;
- wymianę przewodów instalacji propan-butan;
- montaż butli przez wykwalifikowane osoby, posiadające odpowiednie uprawnienia.

W przypadku starych instalacji gazowych, wykonywanych z wykorzystaniem połączeń skręcanych, w celu ich doszczelnienia można zastosować technologię polimeryzacji. Poprawę bezpieczeństwa można realizować również poprzez stosowanie zaworów reagujących na nagły wyciek gazu oraz detektory gazu i tlenu węgla. Można również rozważyć dokonanie zmian systemowych, dających możliwości stosowania systemów zabezpieczających w większej liczbie obiektów, stosowanie nowych

rozwiązań czy materiałów do budowy instalacji gazowych, lecz wymaga to analizy w szerokim gronie specjalistów. Zmiany te mogą zwiększyć zaufanie odbiorców do użytkowania paliw gazowych.

**Tomasz Minor jest kierownikiem laboratorium w Zakładzie Przesyłania i Dystrybucji Gazu w INiG-PIB.**

Literatura

- [1] Szer J., *Katastrofy budowlane spowodowane wybuchem gazu*, XXVII Konferencja Naukowo-Techniczna, *Awarie Budowlane 2015*, s. 121–130.
- [2] Urząd Regulacji Energetyki, *Energetyka ciepła w liczbach – 2015*, Warszawa, wrzesień 2016 (dostęp 28.05.2017).
- [3] [http://www.se.pl/twoje-pieniadze/gaz-twoja-dobra-energia/bezpieczny-gaz\\_144564.html](http://www.se.pl/twoje-pieniadze/gaz-twoja-dobra-energia/bezpieczny-gaz_144564.html) (dostęp 8.10.2016).
- [4] [http://www.inzynierbudownictwa.pl/biznes,bhp,artykul,katastrofy\\_budowlane\\_spowodowane\\_wybuchem\\_gazu,8616](http://www.inzynierbudownictwa.pl/biznes,bhp,artykul,katastrofy_budowlane_spowodowane_wybuchem_gazu,8616) (dostęp 28.05.2017).
- [5] [http://www.gunb.gov.pl/dziala/pliki/kat\\_2015.pdf](http://www.gunb.gov.pl/dziala/pliki/kat_2015.pdf) (dostęp 28.05.2017).
- [6] <http://www.nowytag.pl/news.php?cod=4320> (dostęp 8.10.2016).
- [7] [http://www.gk24.pl/wiadomosci/darlowo/art/4582767\\_rozszczelnienie\\_instalacji\\_gazowej\\_w\\_darlowie\\_id,t.html](http://www.gk24.pl/wiadomosci/darlowo/art/4582767_rozszczelnienie_instalacji_gazowej_w_darlowie_id,t.html) (dostęp 8.10.2016).
- [8] <http://zdunskawola.naszemiasto.pl/artykul/wybuch-gazu-na-slowackiego-dwie-osoby-w-szpitalu,1556207,art,t,id,tm.html> (dostęp 8.10.2016).
- [9] <http://www.fakt.pl/wydarzenia/polska/slask/gliwice-wybuch-gazu-5-osob-rannych/lxw0m0k> (dostęp 8.10.2016).
- [10] <http://zdunskawola.naszemiasto.pl/artykul/wybuch-gazu-w-krelikiejmach-poszkodowany-jest-dziadek-z,3559621,art,t,id,tm.html> (dostęp 8.10.2016).
- [11] <http://www.dzienniklodzki.pl/na-sygnale/a/katastrofa-w-centrum-pabianic-wybuch-gazu-w-kamienicy-przy-bagatela-zdjecia-film,9884380/> (dostęp 8.10.2016).
- [12] [http://www.se.pl/wiadomosci/polska/samobojca-wysadzi-dom\\_119734.html](http://www.se.pl/wiadomosci/polska/samobojca-wysadzi-dom_119734.html) (dostęp 22.10.2016).



## WSPOMNIENIE O ŚP. KAROLU KALEMBIE

Śp. Karol Kalemba był długoletnim pracownikiem Gazoprojekt, w tym w latach 1989–1995 głównym księgowym-dyrektorem finansowym, a od 1995 r. prezesem zarządu BSIPG Gazoprojekt S.A. Funkcję prezesa pełnił do 2014 r., w którym to zmaganie się z chorobą zmusiło go do przejścia na rentę.

Pogrzeb śp. Karola odbył się 12 maja 2017 r. we Wrocławiu na cmentarzu przy ul. Śmętnej, na który tłumnie przybyli rodzina, przyjaciele, koledzy i znajomi z całej Polski, i pożegnali Go w smutku i żalu, ale, niestety, bez orkiestry górniczej i pocztu sztandarowego. Takie uhonorowanie należało się śp. Karolowi jako dyrektorowi generalnemu górnictwa II stopnia, odznaczonemu Krzyżem Oficerskim Orderu Odrodzenia Polski. Lista jego odznaczeń jest bardzo długa, otrzymał bowiem wszystkie odznaczenia branżowe, Złoty Krzyż Zasługi i wiele innych.

Śp. Karol Kalemba był sprawiedliwym przełożonym. Spokojny, zrównoważony, ale zdecydowany i pryncypialny przy podejmowaniu ważnych decyzji organizacyjnych i biznesowych. Człowiek kompromisu i mediacji, niechętnie udzielał nielicznych sankcji służbowych. Zwolnienia z pracy były incydentalne i zawsze uzasadnione rażącym naruszeniem dyscypliny pracy. Karol dbał o pracowników, wykazując empatię i cierpliwość.

W czasie prezesury śp. Karola Kalemba Gazoprojekt stał się renomowaną firmą inżynierską, o wysokim prestiżu i wizerunku, firmą o uznanej marce. W tym czasie firma zajmowała się wieloma spektakularnymi i nowatorskimi zadaniami inżynierskimi, takimi jak:

- gazociąg tranzytowy Jamał–Europa przez terytorium Polski/SGT/ o dł. około 680 km z 5 tłoczniami o mocy 100 MW każda i pełną infrastrukturą towarzyszącą,
- Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu, utworzony w wydzie solnym Mogilno,

o pojemności docelowej ok. 800 mln m<sup>3</sup>, pierwszy tego typu magazyn w Polsce, – Podziemny Magazyn Gazu w wyeksploatowanym złożu gazu Wierchowice, będący w tym czasie jednym z największych magazynów gazu w Europie, wraz z blokiem energetycznym o mocy 35 MW,

– interkonektor Polska–Czechy, pierwszy na południowej granicy kraju, z rekordowym przewiertem horyzontalnym pod rzeką Olzą, dwiema drogami krajowymi i torami kolejowymi, realizowany w ekstremalnych warunkach terenowych. Ta inwestycja była pierwszym doświadczeniem Gazoprojektu w realizacji inwestycji pod klucz,

– udział w realizacji terminalu LNG w Świnoujściu i setki innych zadań inwestycyjnych tworzących krajowy system przesyłowy.

Nie bez znaczenia było popieranie i rozwijanie przez śp. Karola Kalembę działalności studialnej, koncepcyjnej i doradczej biura. Na przykład Gazoprojekt był autorem wyceny majątku Grupy Kapitałowej PGNiG, dzięki której można było wprowadzić PGNiG na Giełdę Papierów Wartościowych i rozpocząć wydzielanie z PGNiG obszaru przesyłowego (GAZ-SYSTEM), a następnie obszaru dystrybucyjnego (spółki gazownictwa).

Karol Kalemba był wielkim orędownikiem rozwoju gospodarki narodowej z wykorzystaniem „błękitnego paliwa” i dla wzmocnienia siły branży gazowni-czej wraz z grupą firm założycielskich doprowadził do powołania w 2004 r. Izby Gospodarczej Gazownictwa. Był wiceprezesem zarządu ICG w latach 2007–2014.

Ostatnie 7 lat życia śp. Karola było zmaganiem się z ciężką chorobą nowotworową, którą znosił z niezwykłym hartem ducha – to była godna szacunku i modelowa postawa. Był niezwykle dzielny i przetrwał chorobę z godnością podziwianą przez wszystkich. Miał, oczywiście, wsparcie żony Ireny, całej rodziny, a także przyjaciół, kolegów i znajomych. Spotykaliśmy się od czasu do czasu na wrocławskim rynku na przysłowiowym „piwku”.

Żegnaj Karolu, pozostaniesz na zawsze w naszej pamięci. Rodzinie jeszcze raz składamy wyrazy głębokiego i szczerego współczucia...

Adam Matkowski

# Sukces jako wielka przygoda

Adam Cymer



Wielu analityków rynku twierdzi, że jedną z blokad rozwoju jest nadmierna finansjalizacja gospodarki i nadregulacja prawna procesów rynkowych. W branżach technologicznych odbywa się to kosztem udziału kadr inżynierskich w kreowaniu rozwoju, innowacyjności firm, a w konsekwencji odbija się na ich konkurencyjności. Tymczasem mariaż myśli technicznej z wizjonerskim zarządzaniem może być źródłem spektakularnego sukcesu. Uosobieniem takiego właśnie sukcesu jest Arkadiusz Chmielewski.

**W** przeszłości nic nie wskazywało na to, że Arkadiusz Chmielewski zostanie inżynierem. Zdając egzaminy do liceum ogólnokształcącego, planował zostać archeologiem, pasjonował się historią, brał udział w olimpiadach humanistycznych. Ale przeważył moment, gdy zobaczył listę przyjętych do klasy humanistycznej LO, totalnie zdominowaną przez 30 dziewczyn. Natychmiast pobiegł do dyrektora szkoły z pytaniem o możliwość zmiany profilu. – Gdy dyrektor usłyszał, co jest tego powodem, wyraźnie ubawiony, przejrzał moje wyniki z egzaminu wstępnego i powiedział, że w zasadzie mogę wybrać dowolną klasę, ale najwięcej chłopców jest w profilu matematyczno-fizycznym. No i w ten sposób skończyłem ten właśnie profil, pozostawiając historię jako hobby, co się nieco na mnie zemściło, bo pod wpływem historii wojskowości, w 1987 roku, zdałem na Wojskową Akademię Techniczną i nawet z sukcesami studiowałem przez rok na kierunku automatyka i elektronika. WAT mi się podobał, ale samo wojsko lat 80. już zdecydowanie nie, więc dołożyłem wszelkich starań, żeby odejść. Co się powiodło, ale za cenę rocznego pobytu w zasadniczej służbie. Notabene, ten pobyt w wojsku wspominam bardzo dobrze. Była to Brygada Strzelców Podhalańskich, stacjonująca wówczas w Krakowie, gdzie służyli głównie górale. Dobrze się tam czułem, a jako jedyny człowiek z północnej Polski miałem ksywę „Krzyżak”.

Po tym epizodzie plan był taki: po wojsku pójść na AWF, zostać trenerem lub nauczycielem WF-u, uprawiać sport i mieć dużo wolnego. – Na szczęście, mój ojciec stwierdził, że wystarczy już tej samodzielności, zainterweniował i pośrednio zmusił mnie do zdawania na Politechnikę Gdańską. W ten sposób osta-

tecznie zostałem jednak inżynierem. Kiedy na czwartym roku studiów na Wydziale Mechaniki i Budowy Maszyn Politechniki Gdańskiej rozpocząłem pracę w Metrix, tematem mojej pracy dyplomowej, co było dla mnie oczywiste, było urządzenie, które skonstruowałem w Metrix, czyli automatyczny przyrząd do weryfikacji i selekcji jednostek pomiarowych do gazomierzy. Praca uzyskała najwyższą ocenę na obronie; ówczesny szef działu konstrukcyjnego Metrix namówił mnie do złożenia wniosku racjonalizatorskiego i chodziłem w glorii jakieś dwa miesiące, czyli do momentu, kiedy urządzenie wykonano i okazało się, że nie działa... No powiedzmy, że działało, ale poniżej naszych oczekiwań. Wtedy po raz pierwszy odczułem, jak długą drogę musi przejść każdy dyplomowany inżynier, zanim inżynierem się stanie. Ile po drodze trzeba się nauczyć, wykazać cierpliwości i pokory i słuchać innych. W tym zawodzie nie ma drogi na skróty, ale miałem szczęście, że w pracy trafiałem na świetnych szefów i kolegów, którzy byli moimi mentorami, opiekunami i właściwie stymulowali mój rozwój. Zaciągnąłem dług u tych osób i czuję, że muszę go spłacić, pomagając i przekazując uczciwie wiedzę i doświadczenie młodszym kolegom i pracownikom.

Mimo kierunku ukończonych studiów Arkadiusz Chmielewski po obronie pracy dyplomowej nie został pracownikiem biura konstrukcyjnego w Metrix. – Związałem się z kontrolą jakości. Jej ówczesny szef, osoba niezwykle kompetentna, przekonał mnie, abym został w dziale jakości, oferując mi w perspektywie stanowisko swojego zastępcy, a następnie konsekwentnie przydzielał coraz szerszy zakres obowiązków. Przejąłem jego funkcję w 1998 roku i jednocześnie zająłem się systemami jakości zgodnymi z normą ISO 9000. Wdrożył je najpierw w Metrix, następnie został zatrudniony jako audytor wiodący w firmie certyfikującej PIHZ Certyfikacja. Przepracował w systemach zarządzania jakością 4 lata, pracując równocześnie w Metrix. To był absolutny początek systemów ISO w Polsce, przedsiębiorstwa nie miały na ten temat wiedzy i nie było specjalistów. Dla młodego człowieka było to rozwijające zajęcie – pełny przekrój firm, audyty certyfikujące od małych, kilkunastoosobowych firm, poprzez systemy zarządzania w dziewięciu firmach prywatnych, aż po platformę wiertniczą na Bałtyku. – To był bardzo ciekawy i satysfakcjonujący finansowo okres i myślałem zupełnie poważnie o całkowitej rezygnacji z pracy w Metrix – wspomina dzisiaj A. Chmielewski.

W 2002 roku w Metrix zaszła jednak duża zmiana. Firma była wtedy w programie narodowych funduszy inwestycyjnych,

zmienił się zarząd. – Na prezesa został powołany Tadeusz Kochanowski, który pewnego dnia ściągnął mnie z jakiegoś prywatnego konsultingu i zapytał, czy chciałbym razem z nim pracować w zarządzie. Było to nasze pierwsze spotkanie, więc propozycja brzmiała jak dowcip, co w tym stylu skomentowałem. Ale Tadeusz, uśmiechając się pod wąsem, odpowiedział, że wie o mnie wystarczająco dużo i propozycja jest na serio. Poprosiłem o tydzień do namysłu – mówi Arkadiusz Chmielewski. Odbił liczne rozmowy w gronie swoich przyjaciół i rodziny, rozmawiał ze swoimi poprzednimi szefami z firmy, konsultował sprawę z ojcem, kiedyś prezesem Metrix, i uznał jego racje, że czemu nie spróbować. W kolejnej rozmowie z Tadeuszem Kochanowskim powiedział wprost: – zgodzę się, jeśli wdrożymy program restrukturyzacji. Na pytanie, co by chciał zrobić, odpowiedział: – Wydzielilibym wszystkie działalności niezwiązane z gazomierzami, bo w tej dziedzinie mamy unikalną wiedzę w Polsce. Powinniśmy również uruchomić nowe kanały i kierunki sprzedaży, nie skupiać się na rynku krajowym, ale poszukać szans eksportowych. Okazało się, że mamy wspólny plan i... zgodziłem się. W zaledwie pół roku przeprowadziliśmy gruntowną restrukturyzację organizacyjną i majątkową firmy, skupiając się jedynie na produkcji gazomierzy i wydzielając wszystkie non-corowe działalności. Rozwinęliśmy ambitny program inwestycyjny, przyjętych zostało wiele młodych osób, z których rekrutuje się dziś większość kadry menedżerskiej i specjalistów firmy. Wzmocniliśmy dział techniczny i rozpoczęliśmy pracę nad nowymi konstrukcjami gazomierzy, przeznaczonymi na eksport. Rozpoczęły się również wyjazdy na targi i nawiązywanie kontaktów międzynarodowych oraz współpracy z instytucjami badawczymi, w tym INiG-PIB. W tamtym gorącym i trochę szalonym roku, a byłem młodym, 33-letnim członkiem zarządu, więc nie bałem się radykalnych zmian, zrodził się daleko idący pomysł – abyśmy, jako kadra menedżerska, wykupili połowę akcji firmy. W projekcie tym sformowaliśmy spółkę Metrix Premium, uzgodniliśmy projekt z przedstawicielem Ministerstwa Skarbu Państwa, które było współudziałowcem Metrix, wynegocjowaliśmy wstępnie umowę kredytową z bankiem. I wtedy zmienił się rząd. Ruszyła polityczna „miotła”, wymiotła władze spółki i wszystkie plany legły w gruzach, co w czasach NFI było normą. Ocalałem jako członek zarządu, bo ktoś musiał wiedzieć, o co w firmie chodzi. Nawet w tym okresie konsekwentnie, aczkolwiek z różnym natężeniem, w gronie menedżerów prowadziliśmy prace nad modernizacją firmy. W tym czasie nowe władze spółki zaczęły poszukiwać inwestora, pojawiały się różne propozycje, więc uznaliśmy, że skoro sami nie możemy przejąć firmy, poprzemy ofertę Apator SA z Torunia, aby firma poszła w polskie ręce. W 2005 roku Apator S.A. z Torunia wykupił 100% udziałów w naszej spółce i staliśmy się częścią polskiej grupy kapitałowej. Był to kolejny przełomowy moment. Nowy właściciel ostrożnie podchodził do naszej firmy, nawet wprowadził jednego z grona swoich właścicieli do naszych władz, ale dość szybko zorientował się on, że Metrix działa sprawnie. Wykazał zrozumienie dla naszych działań, zaakceptował strategię rozwoju i pozwolił na uruchomienie jeszcze szerszego planu inwestycyjnego. W efekcie, w kolejnych latach przychody spółki i udział w eksporcie co roku rosły w dwucyfrowym tempie, a jej park maszynowy i technologie przestały się różnić od firm zachodnich z najwyższej półki.

Obecnie to zupełnie odmieniona firma. W porównaniu z 2002 rokiem produkcja gazomierzy zwiększyła się ze

130 tysięcy rocznie do około 2 milionów, nastąpił proporcjonalny wzrost przychodów i zysków. Firma przeorientowała radykalnie kierunki sprzedaży. W 2002 roku całość produkcji przeznaczona była na potrzeby PGNiG, dzisiaj tylko 8% produkcji trafia do Polski, 92% przychodów i zysków firma realizuje za granicą, a Apator Metrix jest liderem, trzecią firmą w Europie w branży gazomierzy miechowych.

Firma rosła dynamicznie do tego stopnia, że w 2012 roku Apator Metrix zdecydował się wykupić konkurenta, który wpadł w kłopoty finansowe – firmę z ponad 100-letnią tradycją: George Wilson Industries Ltd. z Anglii. – Smaczku tej transakcji dodaje fakt – podkreśla Arkadiusz Chmielewski – że w 2003 roku kupowaliśmy od tej firmy (a właściwie jej niemieckiego oddziału GMT) części do montażu gazomierzy, tzw. jednostki pomiarowe, bowiem w tamtym czasie nasze konstrukcje były niedostosowane do rynków eksportowych. Po 14 latach firma GWI, jako część Grupy Apator, zaczęła montaż gazomierzy na zespołach kupowanych z Polski, bo... są lepsze. Nastąpił więc odwrotny transfer technologii – z Polski do Anglii.

Historia Apator Metrix jest książkowym przykładem udanej transformacji z niewydolnej firmy socjalistycznej, która złapała zadyszkę po przekształceniach ustrojowych, w europejską, nowoczesną firmę. Obecnie Grupa Apator Metrix to zintegrowany, międzynarodowy zespół z biurami w Anglii, Niemczech, Słowenii, Włoszech i Turcji. Gazomierze na licencji Metrix produkuje się już także w Indiach, Egipcie oraz Turcji, jest to więc firma światowa, w pełnym tego słowa znaczeniu. – Jestem dumny, że to wszystko udało się osiągnąć bez pomocy kapitału z zewnątrz, własnym polskim zespołem, stanowiącym udaną mieszankę doświadczenia i entuzjazmu. Mówi się, że polskie firmy powinny być wspierane w kraju. Jestem przekonany, że osiągnęliśmy sukces bez tego wsparcia. Gdyby nie polityczna kadencyjność, która w czasach NFI zablokowała naszą strategię rozwoju, gdyby nie tamto zamieszanie, nasz sukces osiągnęlibyśmy znacznie wcześniej.

Arkadiusz Chmielewski znacząco przyczynił się do tego sukcesu. Od 1992 roku związany z firmą, animator zmian i inicjator wielu projektów, od 2002 roku we władzach spółki, od 2008 roku prezes zarządu. Skromnie podsumowuje: – Jeśli chodzi o samą karierę zawodową, to praca była i jest dla mnie wielką przygodą i mam nadzieję, że tak już zostanie do emerytury. Prywatnie... nie samą pracą żyję. Moją ostoją jest rodzina. W trakcie studiów w Gdańsku poznałem obecną żonę, jesteśmy małżeństwem od ponad 25 lat, mamy troje dzieci i jesteśmy ze sobą mocno związani jako rodzina. Gosia jest również moim najlepszym doradcą i wielkim wsparciem, na pewno bez niej nie byłbym w tym miejscu. Oprócz mojej ostoji, czyli rodziny, mam wiele pozazawodowych zainteresowań. Od zawsze jestem aktywny fizycznie i, generalnie, prowadzę intensywne życie prywatne. Zapewnia mi to stabilizację, work-life balance. Uprawiałem już w życiu, w różnych proporcjach, większość sportów zespołowych, jeszcze do dzisiaj staram się przynajmniej raz w tygodniu grać w koszykówkę, dużo jeździłem na motocyklach, chodziłem po górach, uprawiałem windsurfing i kitesurfing. Obecnie, mimo chronicznego braku czasu, aby nie zardzewieć oprócz koszykówki regularnie pływam, a sezonowo biegam, jeżdżę na nartach i rowerze, koledzy namawiają mnie ostatnio do startu w triathlonie, więc kto wie...



dokończenie ze str. 7

strategii PGNiG. Realizacja jej założeń pozwoli nam utrzymać stabilne tempo wzrostu. Cieszą nas również wyniki poszczególnych segmentów, szczególnie segmentów Poszukiwanie i Wytwarzanie, w których odnotowaliśmy bardzo wysokie wzrosty – powiedział Piotr Woźniak, prezes zarządu PGNiG SA. – Dzięki nowym kontraktom wzmocnimy pozycję na rynku gazu w kraju i rozwijamy działalność międzynarodową. Z sukcesem realizujemy także strategię dywersyfikacji dostaw gazu do Polski.

● **25 kwietnia br.** ERU Trading, we współpracy z PGNiG SA, w 2017 roku dostarczy 218 mln m<sup>3</sup> gazu z Polski do ukraińskiego operatora sieci przesyłowych i magazynów Ukrtransgaz. To pierwszy kontrakt w historii Ukrtransgazu, który zrealizują podmioty związane nie tylko z ukraińską państwową spółką Naftogaz. Surowiec, który PGNiG dostarczy do ukraińskiej ERU Trading, zostanie przeznaczony na potrzeby własne Ukrtransgazu. – W zeszłym roku z sukcesem rozpoczęliśmy eksport gazu na Ukrainę. Cały czas uważnie analizujemy kolejne możliwości sprzedaży gazu ziemnego na otwierającym się ukraińskim ryn-

ku, który rozwija się dynamicznie dzięki wdrażaniu regulacji i standardów europejskich – powiedział Maciej Woźniak, wiceprezes PGNiG SA ds. handlowych. – Wygrana ERU Trading w przetargu na jedną z transz dostaw do Ukrtransgazu to najlepszy dowód na dużą konkurencyjność warunków zakupu gazu z PGNiG. Dobre wyniki współpracy z naszym ukraińskim partnerem ERU Trading pozwalają z optymizmem patrzeć na dalszy wzrost sprzedaży na Ukrainie.

● **19 maja br.** GAZ-SYSTEM, wraz z operatorami systemów przesyłowych z regionu Europy Środkowo-Wschodniej, przygotował CEE GRIP 2017, który zawiera szczegółowe informacje na temat planowanych inwestycji infrastrukturalnych w regionie. Plan regionalny został opracowany zgodnie z art. 12 ust. 1 rozporządzenia UE nr 715/2009 w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego. Trzecia edycja planu regionalnego w Europie Środkowo-Wschodniej jest ściśle powiązana z 10-letnim planem rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym 2017 (TYNDP 2017). CEE GRIP 2017 uzupełnia TYNDP 2017, przekazując szczegółowe informacje w ujęciu regionalnym na temat scenariuszy dostaw gazu ziemnego, integracji rynków i bezpieczeństwa dostaw gazu. W CEE GRIP 2017 szczególny nacisk położono na:

- rozwój infrastruktury gazu ziemnego w regionie CEE;
- szczegółowe analizy możliwości rozwoju infrastruktury pod kątem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw i integracji rynkowej;
- opracowanie regionalnego podejścia do scenariuszy dostaw gazu i zapotrzebowania na paliwo gazowe;
- analizę współczynnika N-1 dla regionu CEE w perspektywie najbliższych dziesięciu lat;
- potencjał rozwoju gazu ziemnego w sektorze transportowym.

● **12 kwietnia br.** W Sali Pod Kopułą Ministerstwa Rozwoju w Warszawie odbyła się Międzynarodowa Konferencja Naukowa pt. „20 lat ustawy «Prawo energetyczne»”.

Wśród prelegentów panelu inauguracyjnego znaleźli się: obecny oraz poprzedni prezesi URE: Maciej Bando, Marek Woszczyk, dr hab. Mariusz Swora oraz pierwszy i najdłuższej piastujący urząd prezesa dr Leszek Juchniewicz. Spotkanie dało możliwość wymiany doświadczeń i poglądów związanych z energetyką i rolą, jaką ma do odegrania krajowy regulator w zrównoważonym rozwoju gospodarczym Polski.

Gośćmi konferencji byli także Krzysztof Tchórzewski, minister energii, oraz Piotr Naimski, pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej. Zdaniem pełnomocnika, powołany do życia ustawą z 1997 r. Urząd Regulacji Energetyki – z jednej strony – jest elementem potrzebnym dla regulacji dużej części życia gospodarczego w kraju, ale z drugiej – narzędziem, które powinno służyć interesom Polski na zewnątrz.

Prezes Maciej Bando podkreślił, że misją regulatora jest równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców. – Często jest to wręcz równoważenie interesów właścicieli, Skarbu Państwa, rządu i – zdecydowanie słabszych w tej rozgrywce – odbiorców i konsumentów – powiedział.

Partnerami konferencji oraz wydawnictw pokonferencyjnych byli: GAZ-SYSTEM S.A., Hermes Energy Group S.A., Polish Trading Point S.A., Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. oraz Towarowa Giełda Energii S.A.

## KOMITET STANDARDU TECHNICZNEGO

Do sprzedaży w II kwartale 2017 r. trafiły znowelizowane przez Zespół Roboczy nr 5 KST następujące dokumenty standaryzacyjne:

- **ST-IGG-0501:2017** Stacje gazowe w przesyłach i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania,
- **ST-IGG-0502:2017** – Zespoły gazowe na przyłączach. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania,
- **ST-IGG-0503:2017** – Stacje gazowe w przesyłach i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie. Wymagania w zakresie obsługi,
- **ST-IGG-1101:2017** – Połączenia PE/stal dla gazu ziemnego wraz ze stalowymi elementami do włączeń oraz elementami do przyłączeń.

W trakcie nowelizacji znajduje się sześć standardów technicznych:

- **ST-IGG-0702:2012** – Nawanianie paliw gazowych – część I,
- **ST-IGG-0703:2012** – Nawanianie paliw gazowych – część II,
- **ST-IGG-0704:2012** – Nawanianie paliw gazowych – część III,
- **ST-IGG-0705:2014** – Nawanianie paliw gazowych – część IV,
- **ST-IGG-1601:2012** – Stacje CNG,
- **ST-IGG-1602:2012** – Urządzenia do tankowania CNG.

Trwają również prace nad nowymi dokumentami standaryzacyjnymi:

- **ST-IGG-0208** Chromatografy siarkowe,
- **WT-IGG-0801** – Budowa sieci gazowych,
- **WT-IGG-0802** – Eksploatacja sieci gazowych;
- **ST-IGG-1301** – Rozruch i ruch próbny. Zakres i wymagania. Część liniowa. Stacje gazowe,
- **ST-IGG-2001** – Podwyższanie ciśnień roboczych w gazociągach,
- **ST-IGG-2101** – Projektowanie, budowa i użytkowanie gazociągów z PE (3 części).

W opracowaniu redakcyjnym przed konferencją uzgodnieniową są Wytoczne Techniczne: WT-IGG-2301 – Książka obiektu sieci gazowej.

Zostały również zaakceptowane tematy prac standaryzacyjnych oraz zgłoszeni kandydaci na członków ZR dla:

- **ST-IGG-2009** – Pomiary temperatury punktu rosy,
- **ST-IGG-3301** – Technologie bezwykopowe – horyzontalne przewierci sterowane.

W związku z planowaną aktualizacją planu prac standaryzacyjnych na lata 2017–2018 pod koniec maja Biuro IGG wystosowało komunikat do firm członkowskich z prośbą o zgłaszanie ewentualnych nowych tematów prac standaryzacyjnych oraz kandydatów do zespołów roboczych.



# NOWOCZESNE ROZWIĄZANIA DLA BEZPIECZEŃSTWA



[www.udt-cert.pl](http://www.udt-cert.pl)



Urząd Dozoru Technicznego



@UrządDozoruTech



UDT-CERT to nowoczesna jednostka notyfikowana, certyfikująca i ekspercka. Rozwijamy się wraz z postępem technologii, potrzebami przemysłu i naszych klientów. Wspieramy przedsiębiorców z sektora energetyki, chemii i petrochemii, współpracujemy przy największych przedsięwzięciach gospodarczych. Nasi eksperci analizują światowe trendy rozwojowe w zakresie metod diagnostycznych, badawczych i pomiarowych. Testujemy innowacyjne rozwiązania, aby rozszerzać zakres usług skierowanych do przemysłu.

- **badanie dronem** – badania stanu technicznego rurociągów, urządzeń i instalacji
- **impulsowe prądy wirowe** – badania degradacji pod obudową i izolacją rurociągów
- **SLOFEC (Saturated Low Frequency Eddy Current)** – mapowanie dna zbiorników
- **cyberbezpieczeństwo** – badanie podatności komponentów instalacji na potencjalny cyberatak
- **fale prowadzone (guided waves)** – badanie rurociągów w miejscach niedostępnych (pod ziemią, w tunelach)
- **aktywna termowizja** – badania delaminacji w materiałach kompozytowych zbiorników, rurociągów, identyfikacja pęknięć w spawach
- **praca w atmosferach wybuchowych (ekspertyzy)** – odbiory techniczne urządzeń, systemów ochronnych i instalacji, weryfikacja spełnienia wymagań dyrektywy ATEX

Dowiedz się więcej >>

Zadzwoń: tel. 22 57 22 110  
Napisz: [cert@udt.gov.pl](mailto:cert@udt.gov.pl)  
Odwiedź: [www.udt-cert.pl](http://www.udt-cert.pl)



# Różne kierunki. Jeden cel. Bezpieczeństwo

Dywersyfikacja kierunków dostaw gazu to stabilność i bezpieczeństwo kraju. Działania takie jak projekt Korytarza Norweskiego i zwiększanie mocy terminala LNG w Świnoujściu podnoszą polską niezależność energetyczną. Intensyfikacja pozyskiwania zasobów krajowych i zagranicznych, handel na rynkach światowych oraz wspieranie przez PGNiG innowacyjnych rozwiązań, odpowiadających na najpilniejsze wyzwania polskiej energetyki to nie tylko rozwój firmy, ale przede wszystkim pobudzenie rodzimej gospodarki.

