

czerwiec 2015

Przegląd gazowniczy

nr 2 (46)

cena 15 zł (w tym 8% VAT)

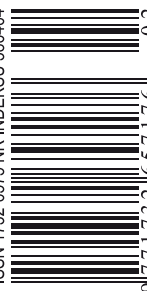
MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

**Rozmowa z
Maciejem Bando,
prezesem Urzędu Regulacji
Energetyki**

Temat wydania:

**RYNEK GAZU – KATALOG
SPRAW NIEZAŁATWIONYCH**

ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464



Zakład Instalacji Sanitarnych i Robót Ogólnobudowlanych Zbigniew Szydlik

Sponsor trzykrotnego medalisty Polski w siatkówce kobiet Tauron Banimex Dąbrowa Górnicza



Projektowanie

Budowa

Naprawa

Modernizacja

Wiedza

Technologia

Doświadczenie

Innowacyjność

- sieci gazowe niskiego, średniego i podwyższonego średniego ciśnienia
- stacje gazowe
- punkty redukcyjno-pomiarowe
- sieci wodociągowe i kanalizacyjne

Wysoka jakość świadczonych usług:

- certyfikat zarządzania jakością PN-EN ISO 9001:2009;
- certyfikat systemu jakości w spawalnictwie PN-EN ISO 3834-2:2007;
- certyfikaty uprawniające do wytwarzania, naprawy i modernizacji rurociągów podlegających nadzorowi UDT.

Zastosowanie technologii bezwykopowych:

- wiertnice horyzontalne Ditch Witch;
- urządzenia do odzyskiwania płuczki wiertniczej.





Katalog spraw nierozwiązanych wymienionych w „Temacie wydania” niniejszego numeru „Przeglądu Gazowniczego” nie jest „cegielką” do „bilansu otwarcia” przyszłego rządu i obejmuje, z oczywistych przyczyn, tylko niektóre przyjęte przez Radę Programową i uznane jako ważne kwestie dla dalszego rozwoju rynku gazu ziemnego.

Nie poruszamy dylematów prawa o miarach, rozporządzeń technicznych, których nowelizacja wydaje się pozornie prosta, a od lat stoi w miejscu, a przede wszystkim (kompleksowo) słynnego „dużego trójpaku”, w tym prawa gazowego, które mogłoby odblokować – usunąć kilka pułapek bez wyjścia, w tym zapisów o zapasach gazu, rozporządzenia o dywersyfikacji dostaw czy tzw. giełdowego obliga gazowego.

Po raz kolejny priorytety partii walczących o władzę przesuwają w czasie katalog spraw niezłatwionych, a nowe tematy, wynikające nie tylko z naturalnego postępu technologiczno-technicznego czy obowiązku implementacji prawa unijnego, poszerzają ten katalog.

Dodatkowo, sfrustrowana część obywateli domaga się rozwiązań „antysystemowych”, których wyjaśnienie i nawet częściowa realizacja (deregulacja?) odsunie jeszcze bardziej w nieokreśloną przyszłość oczywiste postulaty gospodarcze. Mówiąc dalej „bez ogródek” – ponure perspektywy dla węgla kamiennego (również brunatnego), brak przesądzeń dla energetyki jądrowej, nieustępliwość Komisji Europejskiej w kreowaniu gospodarki niskoemisyjnej powodują, że sztandarowy dla katalogu spraw nierozwiązanych dokument – „Polityka energetyczna Polski do 2050 r.” – może być zatwierdzony najwcześniej w 2016 r. (ileż to energii już stracono przy tym projekcie).

I z tym rozgardiaszem regulacyjnym (politycznym) polskie gazownictwo musi sobie poradzić, czerpiąc z wieloletniego zdrowego rozsądku i odpowiadając pozytywnie na rosnące zapotrzebowanie społeczne, które w błękitnym paliwie dostrzega stabilnego gwaranta bezpieczeństwa energetycznego.

Dowodem tego, że branża gazownicza radziła sobie w bardziej kryzysowych latach są bardzo dobre wyniki kluczowych firm, tj. PGNiG SA, GAZ-SYSTEM SA, czy PSG Sp.z o.o. i PGNiG Termika SA. I byłoby już całkiem dobrze, gdyby zbliżoną stabilizację osiągnęły małe i średnie przedsiębiorstwa, operujące (konkurujące) na tym rynku „spraw nierozwiązanych”.

Andrzej Schoeneich

Rada Programowa

przewodniczący

Cezary Mróz – wiceprezes zarządu

Izby Gospodarczej Gazownictwa

członkowie:

Agnieszka Chmielarz

PGNiG Obrót Detaliczny

Małgorzata Ciemnoñońska

PGNiG SA

Maja Girycka

Polska Spółka Gazownictwa

Małgorzata Polkowska

Operator Gazociągów Przesyłowych

GAZ-SYSTEM S.A.

Grzegorz Romanowski

Izba Gospodarcza Gazownictwa

Andrzej Schoeneich

Izba Gospodarcza Gazownictwa

Katarzyna Wróblewicz

Polska Spółka Gazownictwa

Centrala Spółki

Wydawca:

Izba Gospodarcza Gazownictwa

01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25

tel. 22 631 08 46, 22 631 08 38

faks 22 631 08 47

e-mail: office@igg.pl

www.igg.pl

Redaktor naczelny:

Adam Cymer

tel. kom. 602 625 474

e-mail: adam.cymer@gmail.com

Przygotowanie

i opracowanie redakcyjne

Bartgraf

00-549 Warszawa,

ul. Piękna 24/26

tel. 22 625 55 48

e-mail: bartgraf@bartgraf.com.pl

Projekt graficzny:

Jolanta Krafft-Przeździecka

DTP

Ewa Księżopolska-Bisińska

Ewa Wojtowicz-Topiłko, Anna Zabrocka

Nakład 2110 egz.

TEMAT WYDANIA

- 8 **Kogeneracja – nowe wyzwania, nowa szansa.** Julisz Jankowski omawia prace legislacyjne nad nowymi systemami wsparcia dla kogeneracji
- 11 **Kolejne zmiany na rynku zamówień publicznych.** Radcowie prawni Jarosław Kola i Jan Roliński analizują nowelizację PZP
- 13 **Poszukiwanie dobrych relacji inwestor – wykonawca.** Grzegorz Romanowski omawia debaty pomiędzy Polską Spółką Gazownictwa a Izbą Gospodarczą Gazownictwa
- 14 **Rozporządzenie dywersyfikacyjne – jak długo jeszcze.** Andrzej Schoeneich, dyrektor IGG, domaga się uchylecia rozporządzenia
- 15 **Bezpieczeństwo dostaw na liberalizującym się rynku gazu ziemnego.** Paulina Dreżewska-Krok proponuje modyfikację krajowego systemu bezpieczeństwa dostaw
- 18 **Ustawa o (d)efektywności energetycznej.** Andrzej Schoeneich pisze o wypaczeniach ustawy
- 19 **Miało być pięknie, a wyszło jak zwykle.** Prof. dr hab. Waldemar Kamrat analizuje meandry prac nad tzw. ustawą o korytarzach przesyłowych
- 22 **Ustawa węglowodorowa – aktualny status prac legislacyjnych.** Radcy prawni Katarzyna Działko i Adam Wawrzynowicz pokazują marazm w legislacji



24

NASZ WYWIAD

- 24 **Zmienia się krajowy rynek gazu ziemnego.** Rozmowa z Maciejem Bando, prezesem URE

VIII TARGI EXPO-GAZ 2015

- 26–29 **Złote Medale EXPO-GAS 2015**
- 30 **Potencjał rozwojowy polskiego rynku gazu.** Leszek Juchniewicz podsumowuje konferencję towarzyszącą targom
- 32 **Reportaż z targów**
- 34 **Złote Medale EXPO-GAS 2015**

PGNiG SA

- 38–41 **POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA SP. Z O.O.**

GAZ–SYSTEM S.A.

- 42 **Inteligentne sieci gazowe.** Autorzy wskazują, jak polityka energetyczna UE kreuje koncepcję inteligentnych sieci

KORESPONDENCJA Z PARYŻA

- 44 **Światowe gazownictwo obradowało w Paryżu.** Małgorzata Polkowska i Bolesław Rey relacjonują przebieg 26 WGC

G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o.

- 48 **Rola magazynów gazu na wschodzących oraz dojrzałych rynkach**

OSOBOWOŚĆ

- 50 **Algorytm sukcesu.** Adam Cymer kreśli sylwetkę Macieja Szumskiego

ANALIZA

- 53 **Gazprom i autogaz.** Aleksander Wasilewski omawia rozwój rynku CNG/LNG w Rosji

KOMENTARZ

- 55 **A fundusze unijne czekają.** Adam Cymer krytykuje opóźnienia w rozdziale funduszy z perspektywy budżetowej 2014–2020

URZĄD DOZORU TECHNICZNEGO

- 58 **UDT stawia na innowacje.** Przemysław Ligenza, wiceprezes UDT, proponuje redefinicję inspekcji technicznej
- 59 **Kompleksowe zarządzanie bezpieczeństwem technicznym.** Autorzy z UDT omawiają nową koncepcję inspekcji technicznej na podstawie analiz ryzyka

PROMOCJA

- 62 **Vademecum gazownika – ważna pozycja w literaturze technicznej**



44

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Dla Biura IGG drugi kwartał br. minął pod znakiem intensywnych prac, związanych zarówno z bieżącą działalnością IGG, jak i organizacją **VIII edycji Międzynarodowych Targów Techniki Gazowniczej EXPO-GAS 2015** w Kielcach (21–23 kwietnia).

Wzięło w nich udział 114 wystawców z Polski i zagranicy (16 firm), prezentując swoje najnowsze osiągnięcia techniczno-technologiczne na rekordowej powierzchni ponad 2550 m². Tradycyjnie, targom towarzyszyła konferencja, która odbyła się pod hasłem: **„Potencjał rozwojowy polskiego rynku gazu”** (patrz str. 30). W drugim dniu targów, w ramach bloku poświęconego firmom działającym w branży gazowniczej, zainteresowane firmy mogły zaprezentować swoje produkty. Pokróćce przedstawiono również plan bieżących i planowanych prac w zakresie standaryzacji technicznej IGG. Targi zakończyła uroczysta gala, w trakcie której najlepsze produkty otrzymały medale i wyróżnienia Targów EXPO-GAS (szerzej na stronie 32).

Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom firm członkowskich, Izba Gospodarcza Gazownictwa już po raz czwarty była organizatorem wyjazdu na odbywający się co 3 lata Światowy Kongres Gazowniczy. Tegoroczny, **26. Światowy Kongres Gazowniczy odbył się w Paryżu 1–5 czerwca**. Jest to jedno z najważniejszych wydarzeń branżowych – biorą w nim udział wszyscy dostawcy gazu, producenci urządzeń gazowniczych i usługodawcy z całego świata. IGG, wraz z zainteresowanymi firmami, zorganizowała w Paryżu wspólne stoisko branżowe. Szersza relacja na stronie 44.

Historycznym dla IGG wydarzeniem było podpisanie 16 czerwca 2015 r. porozumienia pomiędzy Izbą Gospodarczą Gazownictwa a Urzędem Regulacji Energetyki. Jego celem jest umożliwienie podejmowania wspólnych inicjatyw w tworzeniu optymalnych warunków funkcjonowania rynku paliw gazowych w Polsce, z poszanowaniem praw odbiorców tych paliw oraz wszystkich uczestników rynku, wraz z uwzględnieniem uwarunkowań ekonomicznych i bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych na rynek krajowy. Obie organizacje będą w tym zakresie prowadzić bieżące oraz projektowe współdziałanie w sprawach ważnych dla rozwoju, kształtowania zasad i regulacji funkcjonowania krajowego rynku paliw gazowych w Polsce.

Do Izby Gospodarczej Gazownictwa w II kwartale 2015 roku przystąpiły następujące firmy:

- **FST – Management Sp. z o.o.** z siedzibą w Toruniu przy ul. Skłodowskiej-Curie 41. Firma zatrudnia ok. 100 osób i świadczy usługi brokerskie dla przedstawicieli przemysłowych zwłaszcza sektora gazowniczego i energetycznego, w tym doradztwo z zakresu zarządzania ryzykiem oraz usługi edukacyjne z zakresu prawa i praktyki ubezpieczeniowej (www.fst.torun.pl).
- **Zakład Instalacji Sanitarnych i Robót Ogólnobudowlanych Zbigniew Szydlik** z siedzibą w Dąbrowie Górniczej przy ul. Łaski 193. Firma zatrudnia 30 osób i zajmuje się budową sieci i instalacji wodno-kanalizacyjnych, gazowych, niskiego, średniego i średniego podwyższonego ciśnienia, stacji gazowych II° oraz punktów redukcyjno-pomiarowych (www.szydlik.com.pl).

Prezes URE zadeklarował chęć wspólnego z IGG podejmowania inicjatyw w zakresie problematyki dotyczącej kształtowania i funkcjonowania krajowego rynku paliw gazowych oraz gotowości korzystania z zasobów i kompetencji IGG oraz udostępnianych przez nią materiałów i ekspertyz.

Na początku kwietnia IGG przekazała do Ministerstwa Gospodarki na druku lobbingsowym uwagi do **rozporządzenia**

Rady Ministrów „w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy”. W piśmie przypominamy, że 8 czerwca 2010 r. IGG złożyła do Waldemara Pawlaka, byłego wiceprezesa Rady Ministrów, szczegółowo uzasadniony wniosek o uchylenie przedmiotowego rozporządzenia. Wniosek ten złożony został na prośbę firm członkowskich IGG wobec nakładania na nie kar pieniężnych przez prezesa URE. Informacje, jakie IGG otrzymała w tym czasie z Ministerstwa Gospodarki, świadczyły o przychylności kierownictwa MG w zakresie uchylenia tego rozporządzenia, wydane go w na podstawie art. 32. ust. 3 ustawy „Prawo energetyczne”. Więcej na ten temat na stronie 14.

Pod koniec kwietnia 2015 r. IGG przekazała do Ministerstwa Gospodarki swoje stanowisko/uwagi do **propozycji definicji „budowli”**. W piśmie zauważamy m.in., że dotychczasowe brzmienie przepisów ustawy z 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych, szczególnie w zakresie określenia przedmiotu opodatkowania, rodzi wątpliwości interpretacyjne i budzi liczne kontrowersje, zwłaszcza w przypadku sporów podatników z organami podatkowymi. Niejasność przepisów często powodowała rozbieżności w poglądach przedstawicieli doktryny prawa podatkowego i orzeczeń sądów administracyjnych. W tym kontekście – zdaniem IGG – należy pozytywnie ocenić stanowisko projektodawcy co do konieczności doprecyzowania przepisów podatkowych w zakresie definicji „budynku” i „budowli” na potrzeby ustawy o podatkach i opłatach lokalnych. Wprowadzenie proponowanej definicji „budynku” zagwarantuje zachowanie *status quo*, pozwoli także na uniknięcie negatywnych konsekwencji związanych ze zmianą przepisów prawa budowlanego. W przypadku budowli przyjęty kierunek działań należy uznać za słuszny. Proponowane rozwiązania jednak nie do końca wypełniają założenia wskazane w wyroku TK i mogą prowadzić do nieuzasadnionego rozszerzenia przedmiotu opodatkowania oraz powstania wielu wątpliwości interpretacyjnych. Proponowana definicja „budowli” może doprowadzić do opodatkowania szybów wiertniczych (odwiertów), od których obecnie nie płaci się podatku od nieruchomości. Skutkiem włączenia do przedmiotu opodatkowania odwiertów gazowych i ropnych będzie skokowy wzrost zakresu opodatkowania, co może mieć negatywne konsekwencje dla całego sektora wydobywczego.

Na początku czerwca IGG przekazała do Ministerstwa Gospodarki uwagi do projektu **rozporządzenia ministra gospodarki w sprawie „udzielania pomocy publicznej na inwe-**



Agnieszka Rudzka

dokończenie na str. 56

● **23 czerwca br.** Rada Nadzorcza Duon SA powołała na nową kadencję dotychczasowy zarząd spółki w następującym składzie: Mariusz Caliński, prezes zarządu, Michał Swół, wiceprezes zarządu, oraz Krzysztof Noga, wiceprezes zarządu.

● **18 czerwca br.** Państwowy Instytut Geologiczny podsumował dane dotyczące złóż kopalin w Polsce. Z podsumowania wynika między innymi, że Polska na koniec 2014 r. dysponowała wydobywalnymi zasobami gazu ziemnego na poziomie prawie 130 mld m sześć., a ropy na poziomie 23 926 tys. ton. Udokumentowane zasoby bilansowe złóż węgla kamiennego na koniec ubiegłego roku wynosiły 51 960 mln t, a węgla brunatnego prawie 23 511 mln ton.

● **18 czerwca br.** Watykan ogłosił papieską encyklikę „Laudato si’”. Franciszek jest pierwszym papieżem, który jako główny temat swojej encykliki stawia ochronę środowiska. – *Głos papieża może sprawić, że więcej krajów przystąpi do światowego porozumienia, które będzie negocjowane w Paryżu. A jest to niezbędne, żeby ograniczyć negatywne skutki zmian klimatu i zapewnić państwom świata równe warunki rozwoju, co jest dla nas absolutnie priorytetowe. Mam nadzieję, że ta encyklika posłuży dla wielu jako źródło inspiracji do ochrony klimatu na Ziemi, naszym wspólnym domu* – skomentował Maciej H. Grabowski, polski minister środowiska.

● **28 maja br.** Spółki GAZ-SYSTEM S.A. i Towarowa Giełda Energii podpisały list intencyjny w zakresie rozwoju hurtowego rynku gazu w Polsce. W ramach wspólnego projektu „Hub gazowy w Polsce” strony są zainteresowane wypracowaniem i wdrożeniem optymalnych rozwiązań w ramach mechanizmów rynkowych dla sektora gazu w Polsce, a także współpracą regionalną w celu zintegrowania rynku krajowego z europejskim.

W Europie wyspecjalizowanymi miejscami do hurtowego obrotu gazem są huby (tj. wirtualne lub fizyczne węzły handlowe) i giełdy gazu. Zawierane tam transakcje mają charakter bilateralny lub giełdowy (anonimowy). W Polsce w 2012 roku został utworzony gazowy hub wirtualny (obszar zarządzany przez GAZ-SYSTEM S.A.), w ramach którego od grudnia

2012 roku odbywają się transakcje regulowane na Towarowej Giełdzie Energii i OTC w ramach umów dwustronnych.

– *Położenie geograficzne Polski w Europie Środkowo-Wschodniej oraz realizowany obecnie przez GAZ-SYSTEM S.A. ambitny plan inwestycyjny, ukierunkowany na budowę połączeń międzysystemowych z Czechami, Słowacją i Litwą, a także uruchomienie terminalu LNG w Świnoujściu, sprawią, że polski system przesyłowy będzie mógł odegrać kluczową rolę w procesie integracji i liberalizacji europejskiego rynku gazu. Na zwiększenie ilości gazu przepływającego przez terytorium Polski wpłynie także realizacja korytarza północ-południe oraz planowana rozbudowa pojemności magazynowych gazu, dzięki którym staniemy się ważnym krajem przesyłowym, otwartym na dostawców gazu nie tylko z Unii Europejskiej, ale i z całego świata. Usługi na hubie gazowym pozwolą naszym klientom w łatwy sposób korzystać ze wszystkich nowych możliwości infrastruktury* – zaznacza Jan Chadam, prezes zarządu GAZ-SYSTEM S.A.

– *Hub w Polsce może stać się regionalnym centrum obrotu gazem. Obserwujemy duże zainteresowanie podmiotów nie tylko krajowych, ale także z państw sąsiednich, możliwością zawierania transakcji na rynku gazu. Nasza wspólna inicjatywa, poprzez rozszerzenie możliwości handlu paliwem pochodzącym z różnych źródeł, ma szansę przyczynić się do wzmocnienia pozycji gospodarczej Polski w regionie, a także wpłynąć pozytywnie na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego* – powiedział Ireneusz Łazor, prezes zarządu TGE.

● **20 maja br.** Program rabatowy „Uwolnienie cen” Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa spotkał się z dużym zainteresowaniem klientów strategicznych spółki. Do programu zgłosiło się 30 klientów, których zamówienia stanowią 85% łącznego wolumenu gazu sprzedawanego w tym segmencie. Wielu pozostałych klientów rozważyło przystąpienie do programu od 1 czerwca lub 1 lipca br. Program rabatowy skierowany jest do obecnych i potencjalnych klientów PGNiG SA. Klienci przystępujący do programu otrzymają rabat w stosunku do ceny taryfowej. Wysokość rabatu będzie się odnosiła do aktualnych cen na

Izba Gospodarcza Gazownictwa podpisała porozumienie o współpracy z Urzędem Regulacji Energetyki.

Maciej Bando, prezes Urzędu Regulacji Energetyki, oraz Mirosław Dobrut, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa, podpisali porozumienie o współpracy.

Porozumienie zakłada bieżące oraz projektowe współdziałanie IGG z prezesem URE w sprawach ważnych dla rozwoju, kształtowania zasad i regulacji funkcjonowania krajowego rynku paliw gazowych w Polsce. Prezes URE deklaruje chęć

wspólnego podejmowania inicjatyw z IGG w zakresie problematyki dotyczącej kształtowania i funkcjonowania krajowego rynku paliw gazowych oraz do korzystania z zasobów i kompetencji IGG oraz udostępnianych przez nią materiałów i ekspertyz, zależnie od potrzeb prezesa URE.

Izba Gospodarcza Gazownictwa deklaruje gotowość współpracy z URE w ramach utworzonej wspólnie Rady Konsultacyjnej ds. Gazownictwa.



Towarowej Giełdzie Energii i będzie uzależniona od odbieranych ilości oraz równomierności poboru. Na największe korzyści liczyć mogą odbiorcy równomiernych dużych wolumenów gazu. Obecnie ceny gazu na Towarowej Giełdzie Energii są silnie skorelowane z cenami gazu na rynkach Europy Zachodniej. Program rabatowy wprowadza analogiczną formułę.

● **13–15 maja br.** W Warszawie odbyły się Targi Stacja Paliw 2015. W ramach wydarzenia powstała Strefa Metanu, gdzie prezentowane jest wszystko, co wiąże się z paliwami CNG i LNG. – *Na CNG i LNG można zaoszczędzić około 30 procent na samym paliwie. Ale najważniejsza w tym paliwie jest ekologia. To przyszłość i alternatywa dla obecnego paliwa, jakim jest olej napędowy i LPG* – przekonuje Bartłomiej Kamiński, prezes Fundacji Green Fuel.

● **12 maja br.** PGE Polska Grupa Energetyczna i Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. pracują nad zastosowaniem technologii magazynowania energii, polegającej na przemianie energii elektrycznej na inny nośnik energii, tj. na paliwo gazowe. List intencyjny w sprawie przygotowania „Studium wykonalności budowy instalacji Power-to-Gas” przedstawiciele obu spółek podpisali 12 maja 2015 r. PGE Polska Grupa Energetyczna i Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. wytypowały opracowanie „Studium wykonalności budowy instalacji Power-to-Gas” spośród listy podstawowych projektów rozwojowych o wspólnym obszarze zainteresowania. Studium zostanie wykonane w 2015 r. Zgodnie ze wstępnymi założeniami, instalacja Power-to-Gas przeznaczona

Zarząd Oddziału SITPNIg w Łodzi zaprasza do wzięcia udziału w **TOP-Gaz 2015**.

Symposium, znane pod nazwą **TOP-Gaz „Technika opomiarowania gazu dziś i jutro”**, odbędzie się 12–14 października 2015 roku w Ośrodku Dydaktycznym SGGW w Rogowie k. Łodzi.

będzie do magazynowania nadwyżek energii elektrycznej wytwarzanej przez farmy wiatrowe poprzez przemianę nadmiaru energii elektrycznej w paliwo przyszłości, jakim jest wodór. Będzie to możliwe dzięki procesowi elektrolizy, a uzyskany w ten sposób wodór może zostać zatłoczony do sieci gazowej oraz będzie dalej wykorzystany jako zeroemisyjny nośnik energii. Magazynowanie nadwyżek energii elektrycznej jest jednym z głównych wyzwań, przed którymi stoi obecnie sektor elektroenergetyczny. Krajowa sieć gazociągów przesyłowych oprócz zdolności zapewnienia nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego do odbiorców dysponuje również zdolnościami magazynowania energii w postaci innych paliw gazowych, m.in. wodoru.

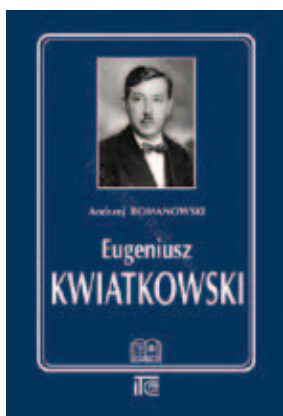
● **28 kwietnia br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA w pierwszym kwartale 2015 roku wykonało 10 otworów, w tym sześć poszukiwawczych i cztery eksploatacyjne. Odwierty znajdują się na koncesjach zlokalizowanych w Wielkopolsce i na Podkarpaciu. Sześć odwiertów poszukiwawczo-rozpoznawczych to odwierty pozytywne, czyli takie, w których stwierdzono występowanie złóż gazu ziemnego lub ropy naftowej. Łączne zasoby wydobywalne, odkryte tymi odwiertami, wynoszą ok. 3,5 mld m³ gazu (22,6 mln boe).

Wizjoner II RP

Obserwujemy spore zamieszanie na scenie politycznej, wywołane wynikami wyborów prezydenckich i bieżącymi sondażami politycznymi. Już wszystkie ugrupowania – od mainstreamowych aż po populistyczne – prześcigają się w obietnicach, administracja raptem rozpatruje projekty legislacyjne i szykuje rozporządzenia ministrów, które od lat czekały na rozpatrzenie. Wielki ruch w interesie, byle tylko wyborca zauważył, jak bardzo władza dobrze chce. I tylko sensu w tym nie widać.

Nikt bowiem nie porusza spraw strategicznych, nie kreśli wizjonerskich programów reform, bo wszyscy chcą tylko dotrzeć ze swoimi obietnicami do jesiennych wyborów. A tymczasem chciałoby się usłyszeć głos jakiegoś wizjonera III RP, który debatę publiczną porządkowałby jakimś myśleniem propaństwowym, jakimś myśleniem strategicznym, jakąś wizją Polski przyszłości w wymiarach gospodarczym i społecznym.

W czasach tak jałowych debat współczesnych warto zatem sięgnąć do historii. Ukazała się właśnie biografia Eugeniusza Kwiatkowskiego, wicepremiera, ministra przemysłu i handlu (1926–1930), ministra skarbu (1935–1939). Autor monografii, prof. dr Andrzej Romanowski, profesor UJ i Instytutu Hi-



storii PAN, znakomicie skonstruował biografię wielkiego wizjonera II RP, ale przede wszystkim obdarował czytelników ogromnym zbiorem reprintów dzieł premiera Kwiatkowskiego. Wertując je, można zrozumieć, dlaczego wszystkie realizowane i projektowane ogromne inwestycje industrialne miały taki rozmach i tak logiczną strukturę terytorialną. One po prostu podporządkowane były całościowej wizji silnej gospodarczo Polski. Autor biografii zwraca uwagę, że Kwiatkowski „w ciągu ośmiu lat pracy w rządzie zdołał odmienić oblicze polskiej ziemi, zintegrować wewnątrz i umocnić

zewnątrznie młode, niepodległe państwo. Był gospodarczym wizjonerem: jego snute przed wojną plany rozwoju kraju sięgały połowy lat pięćdziesiątych”. Jan Nowak Jeziorański napisał kiedyś we wspomnieniach: „Przeszedł Kwiatkowski do historii jako twórca Gdyni, ale określenie to znacznie zawęża jego rolę. Polegała ona na ocaleniu i umocnieniu niezależności gospodarczej, bez której Polska nie mogła się ostać jako niepodległe Państwo”.

Lektura biografii Kwiatkowskiego to ucieczka od banału polskiej polityki, od miałkości politycznych debat. Niestety, skłania też do smutnej refleksji: dlaczego przez dwie dekady III RP nie pojawił się jej wizjoner.

(AC)

Wyd. ITE – PIB.

Kogeneracja

– nowe wyzwania, nowa szansa

Juliusz Jankowski

Eksperci mogą się spierać, czy wielkość niewykorzystanego krajowego potencjału kogeneracji to aż 5000 MW czy może nieco mniej. Ta niepewność co do liczb nie zmienia faktu, że wysokosprawna kogeneracja jest chyba największym przegranym krajowej transformacji energetycznej ostatnich dwóch dekad.

NIEWYKORZYSTANE MOŻLIWOŚCI

Mimo deklaracji podwojenia produkcji kogeneracyjnej, zawartych w „Polityce energetycznej Polski 2030”, do 2012 roku można było obserwować zaledwie stabilizację produkcji energii elektrycznej na poziomie ok. 26 tys. MWh, z czego około 20 tys. MWh pochodziło z jednostek węglowych i biomasowych. Coroczne niewielkie zmiany w produkcji wynikały bardziej ze zmiennych warunków pogodowych niż rzeczywistych zmian stanu krajowej kogeneracji.

Wyraźny spadek produkcji kogeneracyjnej do poziomu poniżej 25 tys. MWh wystąpił w roku 2013 i był skutkiem przerwy w funkcjonowaniu systemu wsparcia. Najbardziej widoczny był w przypadku jednostek gazowych, z których część, ze względów ekonomicznych, była wręcz zmuszona do czasowego zawieszenia produkcji.

W kwietniu 2014 roku system wsparcia oparty na świadectwach pochodzenia udało się przywrócić na okres do końca roku 2018.

Powinno to zapewnić w tym okresie warunki dla utrzymania produkcji energii kogeneracyjnej w jednostkach istniejących także jednostek gazowych. Wszyscy są jednak zgodni, że w obecnej formie i przy obecnym ograniczeniu czasowym funkcjonowania system nie będzie efektywnie wspierał rozwoju nowych jednostek kogeneracyjnych.

A jest chyba o co walczyć. Na podstawie wcześniejszych analiz można uznać, że ok. 250–300 PJ¹ ciepła użytkowego, zużywanego w przemyśle, systemach ciepłowniczych i dużych odbiorach indywidualnych, może być traktowane jako dodatkowy potencjał techniczny rozwoju kogeneracji.

Istnienie warunków technicznych to jedno. Rzeczywisty stopień wykorzystania potencjału kogeneracji zależy jest jednak od indywidualnych decyzji inwestycyjnych przedsiębiorców, które wynikają przede wszystkim z istniejących i przewidywanych warunków ekonomicznych.

A te w ostatnich latach nie były korzystne.

Przy zbyt niskich cenach energii elektrycznej, ceny ciepła były niewystarczające, by zapewnić pokrycie kosztów eksploatacji oraz sfinansowanie nakładów inwestycyjnych.

Dodatkowym elementem powstrzymującym inwestorów jest niepewność co do kształtu przyszłej europejskiej polityki kli-

matycznej. Przy obecnym stanie systemu ETS lepsze parametry ekonomiczne mogą osiągać kogeneracyjne jednostki węglowe. Kogeneracja gazowa nie jest konkurencyjna, mimo że znacznie bardziej redukuje emisję CO₂ i lepiej ogranicza negatywne skutki zdrowotne, wynikające ze spalania paliw kopalnych w jednostkach wytwórczych.

Od pewnego czasu pojawiają się jednak przesłanki dla znaczącego zaostrzenia systemu ETS. W takim przypadku kogeneracja węglowa może okazać się inwestycją nietrafioną i stanowić prawdziwe obciążenia zarówno dla inwestora, jak i gospodarki krajowej.

Przy takim poziomie niepewności co do warunków zewnętrznych najrozsądniejszym podejściem inwestora jest skorzystanie z opcji odłożenia decyzji inwestycyjnych w czasie. Zamiast budowy nowych jednostek wielu przedsiębiorców podejmuje decyzję o przedłużaniu produkcji ciepła w istniejących, przestarzałych węglowych blokach kogeneracyjnych lub kotłach ciepłowniczych. Potencjalny inwestor zabezpiecza swoje interesy, ale dzieje się to kosztem niewykorzystania krajowego potencjału poprawy efektywności energetycznej i redukcji emisji gazów cieplarnianych.

SZANSA NA NOWE OTWARCIE

W sytuacji niekorzystnych warunków dla rozwoju kogeneracji w połowie 2014 roku pojawiła się inicjatywa czterech organizacji branżowych: PTEZ, IGCP, IGG i IEPiOE², mająca na celu przygotowanie koncepcji rozwiązania regulacyjnego, które pomogłoby przełamać wieloletni impas.

Miałby to być nowy system wsparcia, zastępujący system świadectw pochodzenia, który służyłby poprawie rentowności projektów inwestycyjnych, a także zabezpieczałby inwestorów przed skutkami gwałtownych zmian otoczenia ekonomicznego.

Taki system powinien spełniać kilka podstawowych warunków.

Po pierwsze, musi tworzyć zachęty ekonomiczne dla podejmowania decyzji przez indywidualnych inwestorów. Poziom dodatkowego finansowania musi pokryć różnicę pomiędzy wymaganymi nakładami, wynikającymi zarówno z inwestycji, jak i ponoszonych kosztów wytwarzania energii kogeneracyjnej, a przychodami możliwymi do uzyskania na rynku energii elektrycznej i lokalnym rynku ciepła.

Po drugie, biorąc pod uwagę znaczną długość cyklu inwestycyjnego, system wsparcia musi mieć charakter programu wieloletniego. Tylko w takim przypadku istnieje możliwość właściwego przygotowywania decyzji inwestycyjnych i realizacji prac w czasie wynikającym z rzeczywistych potrzeb biznesowych.

Po trzecie, efektywnie wspierając inwestycje, system musi ograniczać wysokość dodatkowych środków finansowych do niezbędnego minimum, tak żeby nie powodować jednocześnie nadmiernych obciążeń dla odbiorców energii.

Czwartym warunkiem jest konieczność przestrzegania regulacji prawnych, wynikających z naszego członkostwa w Unii Europejskiej.

Jest to szczególnie ważne, ponieważ Komisja Europejska z roku na rok zaostrza warunki wykorzystywania rozmaitych rozwiązań pomocowych, traktując większość z nich jako pomoc publiczną. Mieszczące się w tej kategorii systemy wsparcia dla energetyki wymagają zgłoszenia do KE i są szczegółowo badane pod kątem tzw. zgodności z rynkiem wewnętrznym.

W roku 2014 opublikowany został dokument EEAC³ („Wytyczne”), zawierający kolejny zestaw wymogów, które będą uwzględniane przez KE przy ocenie, czy dany system pomocy dla energetyki może być uznany za dozwolony.

Przed zaakceptowaniem konkretnego systemu pomocy publicznej KE chce ocenić, czy dane rozwiązanie przyczynia się do realizacji wybranych celów unijnych, czy rzeczywiście jest niezbędne dla ich realizacji w danych warunkach rynkowych, czy jest adekwatne, czyli jest najlepszym rozwiązaniem realizującym cel. Kolejne warunki dotyczą takich kwestii, jak istnienie tzw. efektu zachęty, czyli wywoływanie rzeczywistych zmian zachowania graczy rynkowych oraz proporcjonalności, czyli unikania nadmiernego wynagradzania wspieranych podmiotów w wyniku zastosowania systemu wsparcia.

Unijne wymogi w zakresie wsparcia dla energetyki stawiają wiele istotnych ograniczeń dla nowych systemów wsparcia.

Np. wynikający z wytycznych wymóg zastosowania procedury przetargowej przy udzielaniu wsparcia wymusza odejście od rozwiązań opartych na świadectwach pochodzenia. Z kolei inna regulacja, wymagająca, żeby pomoc operacyjna była przydzielana w formie dopłat do ceny rynkowej energii, uniemożliwia stosowanie koncepcji taryf gwarantowanych, które przyczyniły się do rozwoju kogeneracji w Niemczech.

JAK TO MOŻE DZIAŁAĆ

Biorąc pod uwagę wszystkie ograniczenia, **Zespół Projektowy**, działający na zlecenie czterech organizacji, zdecydował, że przygotowywane rozwiązanie nowego systemu wsparcia dla kogeneracji powinno mieć charakter **dopłaty do jednostki energii elektrycznej, która byłaby przyznawana poszczególnym jednostkom w ramach procedury przetargowej**.

Mimo że wytyczne KE mają na celu głównie stworzenie ram dla wspierania nowych inwestycji, koncepcja przygotowywana przez zespół uwzględnia możliwość uzyskiwania

wsparcia zarówno dla nowych, jak i istniejących jednostek kogeneracyjnych. W obszarze jednostek istniejących, w celu lepszego dopasowania i optymalizacji poziomu wsparcia dla energii z różnych technologii, prace zespołu idą w kierunku wydzielenia trzech oddzielnych „koszyków” aukcyjnych dla technologii jednostek małych, jednostek gazowych i jednostek pozostałych.

Przy takim rozwiązaniu wyższe wsparcie uzyskają potrzebujące go jednostki mniejsze czy gazowe, a niższe – jednostki pozostałe, głównie węglowe, dla których obecne warunki ekonomiczne są korzystniejsze.

Dzięki zapewnieniu wsparcia dla jednostek istniejących realne byłoby uzyskanie przez nie zwrotu z niezamortyzowanych jeszcze nakładów inwestycyjnych, w tym związanych z przeprowadzonymi ostatnio modernizacjami. Wsparcie może też okazać się niezbędne w przypadku jednostek gazowych, gdzie przy obecnych relacjach cenowych prowadzenie produkcji kogeneracyjnej może być nieopłacalne.

W przypadku jednostek nowo budowanych, czyli takich, dla których nieodwołalna decyzja inwestycyjna zapadnie po wejściu w życie nowego systemu wsparcia, przewidywane jest także zastosowanie systemu aukcyjnego, natomiast nie jest jeszcze zdecydowane, czy także w tym przypadku zastosowany będzie podział na koszyki technologiczne.

Z jednej strony, podział zakłócałby działanie warunków rynkowych, które powinny decydować o wyborze paliwa i technologii. Jednocześnie wprowadzenie koszyków i różnicowanie wsparcia w zależności od technologii dałoby dodatkowe narzędzie dla kreowania polityki energetycznej państwa i mogłoby stymulować rozwój preferowanych, np. niżej emisyjnych, technologii kogeneracyjnych, co może być niezbędne w przypadku dalszego zaostrzania europejskiej polityki klimatycznej.

Rozwiązania analizowane dla wsparcia zarówno istniejących, jak i nowych jednostek kogeneracyjnych uwzględniają wykorzystanie koncepcji **jednostki referencyjnej**.

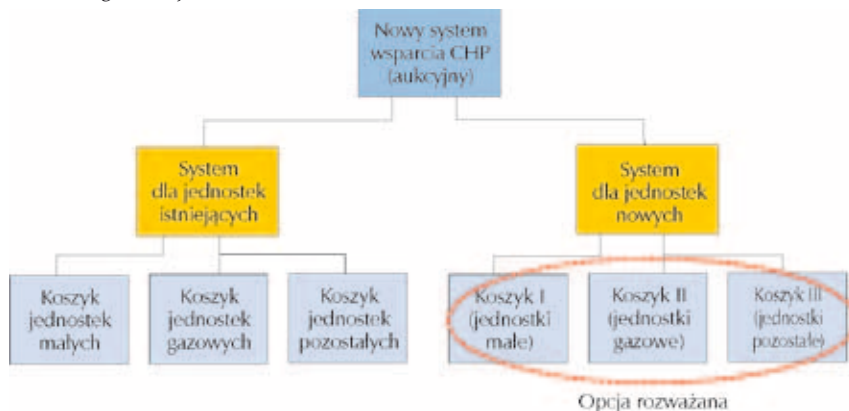
Dla takiej jednostki byłyby wyliczane koszty wytwarzania energii K_E , które obejmowałyby koszty związane z nakładami inwestycyjnymi, koszty operacyjne oraz koszty paliw i CO_2 .

Dla jednostki referencyjnej wyliczany byłby poziom wsparcia w postaci premii P_E w wysokości:

$$P_E = K_E - C_E - C_C$$

gdzie C_E to cena energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, a C_C to przychody ze sprzedaży ciepła dla 1 MWh energii elektrycznej.

Rys. 1. Schemat organizacji projektowanego systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji.



Wartość premii dla jednostki referencyjnej wyznaczałby maksymalny poziom wsparcia, o który mogłyby się ubiegać jednostki kogeneracyjne startujące w aukcjach.

Proponowany system, mimo że zbliżony do uchwalonego niedawno systemu aukcyjnego dla OZE, posiadałby jedną znaczącą różnicę. Polegałaby ona na wprowadzeniu mechanizmu corocznego korygowania wartości premii uzyskanej w aukcji przez każdą jednostkę. Korekta byłaby ustalana na podstawie zmiany wartości premii wyliczanej dla jednostki referencyjnej, wynikającej ze zmiany cen paliw i energii.

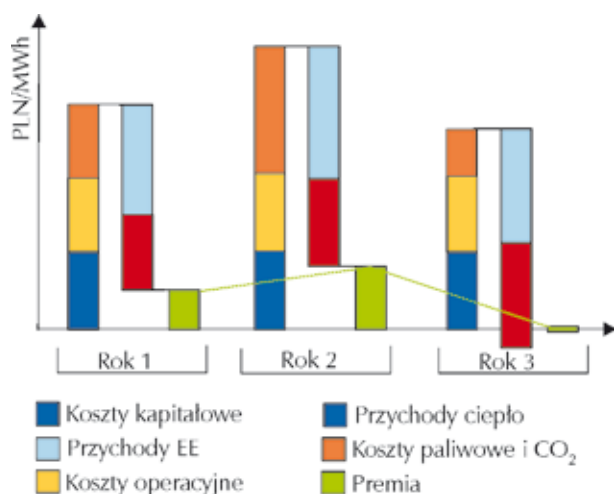
Uzasadnieniem wprowadzenia korekty jest fakt, że w przeciwieństwie do technologii OZE, takich jak energetyka wiatrowa i solarna, koszt produkcji energii w jednostkach CHP w dużym stopniu zależy od zmiennych w czasie kosztów paliw i pozwoleń na emisje CO₂, które trudno przewidzieć w momencie aukcji.

W takiej sytuacji wprowadzenie mechanizmu korekcyjnego stanowi zabezpieczenie przed nadmiernymi zyskami kogeneracji w przypadku np. wzrostu cen energii elektrycznej i ciepła.

W przypadku zasadniczej poprawy sytuacji ekonomicznej kogeneracji, np. w wyniku wzrostu cen energii na skutek zaostrzenia polityki klimatycznej, mechanizm korekcyjny mógłby prowadzić do redukcji wysokości wsparcia nawet do zera, zabezpieczając odbiorców przed ponoszeniem nieuzasadnionych kosztów.

Jednocześnie mechanizm korekcyjny zabezpieczałby jednostki kogeneracyjne przed ponoszeniem strat w przypadku, gdyby zmiany cen energii i ceny paliw zmierzały w niekorzystnym kierunku.

Rys. 2. Korekta premii jednostki referencyjnej w kolejnych latach (wpływ zmiany ceny paliw i energii)



To działanie jest szczególnie istotne z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw ciepła.

W przeciwieństwie do funkcjonujących na europejskim rynku energii elektrowni, lokalne elektrociepłownie nie mogą zaniechać produkcji w przypadku niekorzystnej koniunktury, ponieważ wiązałoby się to z zaprzestaniem lub znacznym ograniczeniem dostawy ciepła do odbiorców. W takiej sytuacji właśnie mechanizm korygowania wysokości wsparcia będzie w stanie zapewnić minimalną rentowność produkcji i tym samym odpowiedni poziom bezpieczeństwa dostaw ciepła z jednostek kogeneracyjnych.

Oczywistym skutkiem zastosowania systemu aukcyjnego będzie to, że – w przeciwieństwie do systemu świadectw pochodzenia – w wyniku procedury przetargowej nie każda energia wyprodukowana w wysokosprawnej kogeneracji będzie mogła otrzymać wsparcie. Dostępne będzie ono tylko dla ograniczonego wolumenu energii, spełniającego odpowiednie warunki efektywności ekonomicznej.

W celu zapewnienia stabilnych warunków funkcjonowania i rozwoju kogeneracji planowane jest, że każda jednostka kogeneracyjna, zarówno istniejąca, jak i nowo budowana, będzie mogła otrzymywać wsparcie przez 15 lat od momentu wejścia do systemu.

DALSZE KROKI

Zastosowanie mechanizmu aukcyjnego, przy zróżnicowaniu poziomu wsparcia dla różnych koszyków technologicznych i jednoczesnym uwzględnieniu mechanizmu korekcyjnego, musi prowadzić do komplikacji całego systemu.

Taki skomplikowany system trudniej przełożyć na język konkretnych regulacji. Trudniej także uzyskać dla niego akceptację społeczną i polityczną w kraju.

Wydaje się jednak, że tylko taki system, umożliwiający dopasowanie wsparcia do aktualnej sytuacji rynkowej i jednocześnie stwarzający przewidywalne warunki dla inwestorów w dłuższym okresie, może wreszcie zapewnić warunki dla rozwoju kogeneracji w Polsce i jednocześnie mieć szansę na uzyskanie akceptacji Komisji Europejskiej.

Wszystko wskazuje na to, że, w zasadniczych swoich zrębach koncepcja nowego systemu wsparcia dla kogeneracji będzie gotowa przed wakacjami. W tym zakresie prace zespołu projektowego, wspieranego przez firmę doradczą EY, powoli dobiegają końca.

Zakończenie prac analitycznych to dopiero początek działań, które umożliwiłyby odblokowanie potencjału wysokosprawnej kogeneracji w Polsce.

Tak jak wspomniano wcześniej, techniczny potencjał kogeneracji to 250–300 PJ ciepła. W zależności od zastosowanych technologii, przy 100-procentowym jego wykorzystaniu mogłoby się to przełożyć na możliwość wyprodukowania nawet ok. 80 TWh energii elektrycznej w przypadku zastosowania technologii gazowych.

Oczywiście, te ogromne wielkości to tylko potencjał teoretyczny.

Część z niego nie będzie w rzeczywistości dostępna, ponieważ koszt produkcji energii kogeneracyjnej np. dla zapotrzebowania szczytowego na ciepło byłby nieakceptowalnie wysoki i podobnie nieakceptowalny byłby wymagany w tym przypadku poziom wsparcia dla energii kogeneracyjnej.

Jaka jest w związku z tym ilość energii, która powinna otrzymać wsparcie? Ile potencjału technicznego kogeneracji chcemy i powinniśmy wykorzystać dzięki nowemu systemowi?

Tutaj konieczne jest oparcie się na odpowiednich analizach, które powinny wynikać ze strategii energetycznej kraju i określać, ile energii kogeneracyjnej powinniśmy, jako społeczeństwo, kupić i jaką kwotę możemy za nią zapłacić.

Pomocne w tym zakresie powinny być prace prowadzone w Ministerstwie Gospodarki w ramach przygotowania „Polityki

energetycznej Polski do roku 2050”, a także realizowane – zgodnie z wymogami dyrektywy „efektywnościowej” – analizy dotyczące oceny potencjału kogeneracji.

Oba opracowania powinny pokazać optymalny poziom produkcji energii kogeneracyjnej, uwzględniający stan naszej gospodarki, a także analizy trendów rozwoju sektora energetycznego i ciepłownictwa.

System wsparcia powinien być tak zaprojektowany, a jego szczegółowe parametry tak dobrane, aby skutecznie zachęcić przedsiębiorców do podejmowania indywidualnych decyzji inwestycyjnych, które doprowadziłyby do realizacji wyznaczonego potencjału ekonomicznego kogeneracji.

Należy brać pod uwagę, że ze względu na zbliżające się wybory bieżący rok nie jest najłatwiejszy do dyskusowania o rozwiązaniach dla wsparcia kogeneracji.

Sytuacja przedwyborcza nie powinna jednak w żadnym wypadku oznaczać usprawiedliwienia dla przerwania lub zahamowania prac prowadzonych w ramach sektora energetycznego i administracji.

Przy odpowiedniej ich intensyfikacji kompletna koncepcja systemu będzie mogła być zaprezentowana najprawdopodob-

niej po najbliższych wakacjach. Koncepcja ta powinna stać się przedmiotem publicznej dyskusji, a także analiz po stronie administracji rządowej, a następnie niezwłocznie powinna być także przedłożona do wstępnych konsultacji Komisji Europejskiej.

Tylko wtedy istnieje szansa, żeby rozwiązanie umożliwiające wykorzystanie potencjału wysokosprawnej kogeneracji w Polsce mogło zostać wdrożone ze skutkiem od roku 2019, czyli zaraz po zakończeniu funkcjonowania obecnego systemu świadectw pochodzenia.

Juliusz Jankowski

Autor jest głównym analitykiem biznesowym w Departamencie Regulacji i Legislacji PGNiG TERMIKA SA.

¹ Według danych z pracy pod kierunkiem prof. J. Lewandowskiego „Opracowanie założeń i kluczowych elementów programu rozwoju w Polsce kogeneracji”, 2010.

² Wspólna inicjatywa Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych, Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, Izby Gospodarczej Gazownictwa, Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii.

³ „Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020”.

Kolejne zmiany na rynku zamówień publicznych

Jarosław Kola, Jan Roliński

Jak powszechnie wiadomo, do 18 kwietnia 2016 r. państwa członkowskie UE zobowiązane są zaimplementować do polskiego systemu prawnego tzw. nowe dyrektywy zamówieniowe (2014/24/UE oraz 2014/25/UE).

Ze względu na to, iż prace nad nową ustawą „Prawo zamówień publicznych” zostały formalnie zainicjowane w kwietniu, a także z uwagi na jesienne zakończenie kadencji parlamentu, trudno oczekiwać, że ostateczne rozwiązania projektu poznamy jeszcze w tym roku. Niemniej jednak nie ulega wątpliwości, że podmioty gospodarcze prowadzące działalność w branży gazowniczej już teraz powinny uważnie monitorować proces legislacyjny, albowiem projektowane zmiany – notabene nie zawsze wynikające z dyrektywy – mogą znacząco zmienić praktykę udzielania zamówień związanych z gazownictwem.

Najdonioślejsze praktycznie zmiany będą bowiem dotyczyły:

- 1) odformalizowania postępowań w odniesieniu do tzw. dokumentów podmiotowych,
- 2) skrócenia terminów w postępowaniach,
- 3) przesłanek fakultatywnego unieważnienia postępowania,
- 4) tzw. zamówień *in-house* oraz współpracy publiczno-publicznej,

- 5) elektronizacji postępowania o udzielenie zamówienia,
- 6) poszerzenia instrumentarium zamawiających w zakresie narzędzi osiągania pozaekonomicznych korzyści.

Niezwykle wysoki stopień sformalizowania postępowania o udzielenie zamówienia publicznego od dawna był przedmiotem krytyki płynącej zarówno ze strony wykonawców, jak i zamawiających. Szczególnie często podnoszony był postulat racjonalizacji procedury kwalifikacji podmiotowej wykonawców. Postulaty te dostrzegł Urząd Zamówień Publicznych, który w opublikowanym niedawno projekcie zaproponował rozwiązanie, według którego podstawowe narzędzie kwalifikacji stanowić będzie tzw. jednolity dokument. W założeniu ma on stanowić wstępne potwierdzenie braku podstaw do wykluczenia wykonawcy oraz spełniania przez niego kryteriów kwalifikacji/selekcji wykonawców. Rozwiązanie to zakłada, że uciążliwy proces badania tzw. dokumentów podmiotowych następować będzie dopiero po wyborze najkorzystniejszej oferty. Przed udzieleniem zamówienia publicznego zamawiający zobowiązany będzie wezwać wykonawcę, którego oferta została wybrana, do przedstawienia aktualnych dokumentów potwierdzających brak podstaw do wykluczenia oraz spełnianie kryteriów kwalifikacji określonych przez zamawiającego: zaświadczeń, oświadczeń lub innych środków dowodowych.

Interesującym i – jak się wydaje – korzystnym rozwiązaniem jest także skrócenie terminów dokonywania czynności postę-

powania przez zamawiającego. Na przykład w przetargu nieograniczonym najkrótszy termin składania ofert wynosić będzie 35 dni. Jednakże najpoważniejszą zmianą wydaje się wprowadzenie możliwości skracania terminu składania ofert nawet do 15 dni, na wypadek pilnej potrzeby udzielenia zamówienia publicznego.

Trzecia z wymienionych najistotniejszych zmian dotyczy problemu, na który od dawna zwracali uwagę zamawiający, a mianowicie zbyt rygorystycznych przesłanek unieważnienia postępowania. Jeśli ostatecznie przyjęte zostaną regulacje przewidziane w projekcie UZP, katalog tych przesłanek zostanie otwarty. Zamawiający będą mogli unieważnić postępowanie ze względu na tzw. inne obiektywnie uzasadnione przesłanki, na przykład z uwagi na istotną zmianę okoliczności, powodującą, że prowadzenie postępowania lub wykonanie zamówienia publicznego nie będzie leżało w interesie publicznym. Warto odnotować, że wobec tej propozycji sformułowano ostatnio w debacie publicznej wiele zarzutów. W istocie opierają się one na przypuszczeniu, iż zamawiający będą dysponowali zbyt dużą swobodą w zakresie unieważniania postępowań. Na obecnym etapie trudno jednak dokonywać tak jednoznacznej oceny. Wydaje się raczej, że oparcie mechanizmu unieważnienia na wskazanej klauzuli generalnej, która przecież musi być odnoszona do okoliczności faktycznych konkretnego postępowania, jest jedynym rozwiązaniem, które zapewni niezbędną rynkową elastyczność, poprzez konieczność uwzględniania całokształtu czynników determinujących zasadność udzielania konkretnego zamówienia. Projektowana zmiana jawi się więc jako istotny krok w kierunku racjonalizacji polskiego systemu zamówień publicznych, lecz o jej powodzeniu – jak w przypadku każdej tego typu instytucji – zadecyduje praktyka zamawiających oraz KIO.

Także zamówienia *in-house* oraz tzw. współpraca publiczno-publiczna były źródłem wielu kontrowersji zarówno w doktrynie, jak i orzecznictwie organów krajowych oraz TSUE. Próbę ich wyjaśnienia podjął prawodawca europejski, który w nowych dyrektywach zaproponował nowe ujęcie tego zagadnienia, uwzględniające m.in. dotychczasowy dorobek orzecznictwa TSUE. I tak, w ślad za dyrektywami projektodawcy proponują, by w treści nowej ustawy rozwinięto regulację w zakresie wyłączeń od stosowania ustawy w odniesieniu do umów zawieranych w obrębie sektora publicznego. Wyłączenia te mają dotyczyć:

- 1) zamówień udzielanych podmiotom kontrolowanym (relacja *in-house*),
- 2) zamówień udzielanych podmiotom kontrolującym (odwrotna relacja *in-house*),
- 3) zamówień udzielanych innym podmiotom, z którymi zamawiający ma wspólny podmiot kontrolujący,
- 4) zamówień udzielanych podmiotowi kontrolowanemu wspólnie przez kilku zamawiających,
- 5) zamówień udzielanych w ramach tzw. współpracy publiczno-publicznej, a więc podejmowanej w celu zapewnienia wykonania usług publicznych, które muszą one wykonać, z myślą o realizacji ich wspólnych celów.

Nie ulega wątpliwości, że jednym z najpoważniejszych wyzwań stojących przed polskim systemem zamówień publicznych w Polsce jest konieczność jego pełnej elektronicznej. Projekt nowej ustawy zakłada, że postępowania o udzielenie

zamówienia publicznego odbywać się będą w całości przy użyciu środków teleinformatycznych, co zapewnią ma przede wszystkim tzw. profil nabywcy, a więc rozwiązanie techniczne, umożliwiające realizację procesu udzielania zamówień publicznych, w tym sporządzanie dokumentów elektronicznych, ich udostępnianie, przekazywanie i przechowywanie, z wykorzystaniem środków elektronicznych. Wprawdzie pełna elektroniczna postępowania może zostać odroczone do 18 października 2018 r., jednakże warto odnotować, że UZP już od ponad roku prowadzi prace nad postępowaniem o udzielenie zamówienia publicznego na budowę platformy e-zamówienia. Wydaje się więc, że również wykonawcy powinni w niedalekiej perspektywie rozpocząć prace nad dostosowywaniem swojej działalności do planowanej, elektronicznej rzeczywistości systemu zamówień publicznych zarówno w zakresie szkoleń, jak i niezbędnej infrastruktury ICT.

Ostatnim zagadnieniem, na które niewątpliwie należy zwrócić uwagę w kontekście nowych dyrektyw zamówieniowych, jest znaczące rozbudowanie instrumentarium służącego osiągnięciu pozaekonomicznych celów zamawiających, zwłaszcza w zakresie ich polityki środowiskowej i społecznej. Należy ocenić, że w wyniku implementacji coraz większe znaczenie dla praktyki udzielania zamówień związanych z gazownictwem odgrywać będą narzędzia tzw. zielonych zamówień. Dyrektywa wprost wskazuje, że „jest rzeczą szczególnie istotną, by państwa członkowskie i instytucje zamawiające podjęły stosowne środki w celu zapewnienia przestrzegania obowiązków w dziedzinie prawa ochrony środowiska, prawa socjalnego i prawa pracy, które mają zastosowanie w miejscu wykonywania robót budowlanych lub świadczenia usług”. Oczywiście, dopuszczalność formułowania tzw. zielonych czy społecznych kryteriów oceny ofert oraz odwoływania się do etykiet i certyfikatów w obecnie obowiązującym stanie prawnym nie budzi wątpliwości. Jednakże projektodawcy zamierzają wyraźnie potwierdzić tę możliwość i wskazać konkretne narzędzia realizacji polityki środowiskowej i społecznej zamawiających. Rozbudowane zostaną więc przepisy regulujące stosowanie pozacenowych kryteriów ofert. Ponadto, pojawią się nowe, normatywne punkty odniesienia dla kryteriów, SIWZ-ów, warunków udziału, a wśród nich przede wszystkim możliwość odwoływania się do określonych parametrów przedmiotu zamówienia na każdym etapie cyklu ich życia. Choć dotychczasowe polskie doświadczenia ze stosowaniem zielonych i społecznych zamówień publicznych są dość ubogie, to jednak wydaje się, że ich znaczenie wzrośnie w zreformowanym systemie zamówień.

Oczywiście, nie sposób dziś dokonać jednoznacznej oceny proponowanej regulacji, przede wszystkim ze względu na dopiero wstępną fazę prac legislacyjnych. Na podstawie analizy treści nowych dyrektyw nie ulega jednak wątpliwości, że zmiany z całą pewnością znacząco wpłyną na praktykę udzielania zamówień publicznych w Polsce. To zaś skłania do sformułowania następującego wniosku: koniecznością staje się, by już dziś zarówno zamawiający, jak i wykonawcy antycypowali warunki nadchodzącej „zamówieniowej rzeczywistości” i nowych warunków konkurencji na rynku publicznych zakupów.

Jarosław Kola, Jan Roliński, Kancelaria WKB Wierciński, Kwieciński, Baehr sp.k.

Poszukiwanie dobrych relacji inwestor – wykonawca

Grzegorz Romanowski

W marcu br. z inicjatywy Izby Gospodarczej Gazownictwa odbyło się spotkanie z Zarządem Polskiej Spółki Gazownictwa, poświęcone omówieniu spraw związanych z procedurami i postępowaniami w zakresie przetargów i realizacji umów dotyczących procesów inwestycyjnych i modernizacyjnych.

Idea takich rozmów zrodziła się w Izbie Gospodarczej Gazownictwa, zrzeszającej ponad stu członków z grona polskich wykonawców w branży gazowniczej. Polska Spółka Gazownictwa jako kolejna (po GAZ-SYSTEM S.A.) zainteresowała się problemem i podjęła dialog na temat praktyk funkcjonujących na rynku zamówień publicznych. A te pozostawiają wiele do życzenia. Nierzadko bowiem wystawiane są na przetarg tematy oczekujące złożenia oferty w ciągu siedmiu dni i realizacji zadania w czasie od sześciu do ośmiu tygodni. Wykonawcy żyjący ze zleceń zachowują się jak kamikadze, byleby tylko je otrzymać. Tracą na tym wszyscy. Ale brną w ślepą uliczkę. Niczego to nie rozwiązuje, a tylko sprawia wszystkim kłopoty. Inwestor sięga po kary umowne. Pada przedsiębiorstwo. Inwestycja zamiast służyć procesom technologicznym – jest rozgrzebana. Przejmuje ją inny wykonawca. Koszty rosną. A przecież kodeksowe zapisy przewidują takie pojęcia jak „miarkowanie” kary, planowanie inwestycji czy przestrzeganie kodeksowej zasady równości stron. Nie może być tak, że zamawiający praktycznie ma tylko prawa, a wykonawca tylko obowiązki.

Praktycznie można uznać, że należałoby przyjąć „wskaźnikowy” termin opracowania oferty do czterech tygodni od publikacji przetargu, a czas realizacji prostego zadania technologicznego z projektowaniem określić na około cztery miesiące, a bardziej złożone – na mniej więcej dziesięć miesięcy. Warto rozważyć, czy należałoby wprowadzić w zapisy realizacji umowy współodpowiedzialności, partnerskiej współpracy, od początku nawiązania stosunku umownego. A jeżeli to zawiedzie, to przy sporach niemożliwych do rozwiązania w drodze kontaktów dwustronnych warto sięgnąć do sądownictwa polubownego lub arbitrażowego. Taką możliwość oferuje Izba Gospodarcza Gazownictwa.

Bardzo ważna w procesie realizacji umowy jest sprawa płatności i współdziałania stron trzecich, takich jak projektanci, zewnętrzny dozór techniczny itp. Występuje tutaj zbyt duża dowolność, zależąca od „nastrojów” jednej strony. To również warto uregulować w partnerskiej atmosferze współpracy i zapisywać w specyfikacji istotnych warunków zamówienia (SIWZ).

Lista uwag (czytaj postulatów) do procedur i postępowania w zakresie przetargów i realizacji umów dotyczących procesów inwestycyjnych, przedłożona Polskiej Spółce Gazownictwa, nie ma charakteru życzeniowego, ale są tam postulaty do negocjacji, do rozmów. I właśnie o to chodzi, aby obie strony nie kończyły na żalach, a wypracowały, a jeszcze lepiej – zorganizowały i opisały procesy, które usprawnią procedury zamawiania i realizacji inwestycji. Piszę, żeby zorganizowały, bo odwołuję się w tym miejscu

do mojego artykułu zamieszczonego w poprzednim numerze (marzec 2015) „Przeglądu Gazowniczego” – „Namawiam do rynku zorganizowanego”. Każdy „rynek” w lepszy lub w gorszy sposób jest zorganizowany, zachowując przy tym „zorganizowaniu” (opisanu) prawo popytu i podaży, konkurencyjności, wymogów jakościowych, cenowych, standardów technicznych, dotrzymywania terminu realizacji, płatności itp. Podkreślałem, że „złą zasadą jest utrzymywanie notorycznie jedyne kryterium oceny ofert, jakim jest najniższa cena”. Ten nie wiadomo dlaczego przyjęty fetysz w naszej gazowniczej praktyce rozwiąże nowa unijna dyrektywa zamówieniowa, która do prawa polskiego musi być wprowadzona nie później niż do 18 kwietnia 2016 roku. Między innymi wymusi tzw. dialog techniczny, który będzie przy przetargach publicznych obligatoryjny. Dalej wspomniana już lista opisuje różne, powtarzające się sytuacje, które zdarzały się w czasie realizacji zamówień. Dyskusja nad nimi przygotowuje nas do wdrożeń, których tym razem ominąć się już nie da. Nie może być tak, że w trakcie wykonywania zadań związanych z budową sieci i instalacji gazowych dochodzi do technicznych problemów i związanych z tym decyzji finansowych, a odbiorca lokalny, inwestor przedsiębiorstwa gazowniczego, ograniczony wewnętrznymi procedurami, uniemożliwia szybkie ich rozwiązanie, bo musi konsultować to z centralą. Są na to standardy światowe, a nasze polskie, rynkowe praktyki prowadzą nas do absurdu.

Dużo zastrzeżeń budzi w specyfikacji technicznej przetargu wpisywanie w parametry technologiczne danych wskazujących na konkretne urządzenie. Obiekty gazownicze to dokładna wiedza techniczna i technologiczna, dla których mogą być różne rozwiązania ofertowe, wynikające z doświadczenia oraz wiedzy dostawcy i wykonawcy. Wzajemnie szanujmy ten dorobek w branży gazowniczej. Różnie z tym bywa w praktyce, a potem kłopoty na budowie gwarantowane. Swoich interesów, a szczególnie pieniędzy publicznych, trzeba pilnować. W inwestycjach technicznych liczy się technologia, standardy techniczne, jakość wykonania, dobór urządzeń najwyższej jakości. Te wszystkie elementy powstają w procesie wykonawczym, a nie negocjacyjnym. Nie ma tu miejsca dla „nadaktywności” doradców prawnych czy finansowych, w tworzeniu zabezpieczeń i „papierologii”.

Nie wyczerpię w tym artykule wszystkich omówionych i spisanych problemów, ale warto, a nawet trzeba się nad nimi pochylić dla wspólnych korzyści zamawiającego i wykonawcy. Dlatego tak ważne stało się to spotkanie w siedzibie Polskiej Spółki Gazownictwa i rozpoczęte rozmowy o budowaniu dobrych relacji inwestor – wykonawca. Oby ich ciąg dalszy nastąpił.

Grzegorz Romanowski, doradca zarządu cGAS controls Sp. z o.o., przewodniczący Komisji Rewizyjnej IGG w latach 2006–2015.

Rozporządzenie dywersyfikacyjne – jak długo jeszcze

Andrzej Schoeneich

28 maja 2015 r. spółka PGNiG SA poinformowała akcjonariuszy o złożeniu skargi kasacyjnej od wyroku Sądu Apelacyjnego w sprawie dotyczącej nałożenia kary na PGNiG SA przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z powodu naruszenia przez spółkę warunku udzielonej jej koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą w latach 2007 i 2008. Naruszenie wyraża się w przekroczeniu w tych latach maksymalnego udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w każdym z tych lat.

Obowiązek taki wynika z rozporządzenia Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. Podstawę do wydania tego rozporządzenia stanowi art. 32 ust. 3 ustawy „Prawo energetyczne”. Rozporządzenie określa poziom dywersyfikacji na co najmniej 10 lat (obecnie udział gazu z jednego kraju pochodzenia ma wynosić 59%). Przyczyną wydania tych przepisów były przygotowania do sprowadzania gazu w ramach nowych projektów, m.in. Baltic Pipe.

Rozporządzenie to jest obecnie zgodnie kontestowane zarówno przez instytucje rządowe, jak i „biznesowe”, i wywołuje zdziwienie urzędników Komisji Europejskiej. Rozporządzenie to od wielu już lat wskazywane jest jako jedno z najbardziej kuriozalnych barier w rozwoju konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Polsce.

Rozporządzenie dość szybko ujawniło swoje słabości, które nasiliły się po wejściu Polski do Unii Europejskiej, jak również na skutek przyjętych przez prezesa URE wykładni: „import” a „nabycie wspólnotowe”, a także rozumienia „kraju pochodzenia”. Między innymi regulator wymaga, aby firmy importujące gaz z krajów nienależących do UE dywersyfikowały te dostawy importem z innego kraju, nienależącego do UE, zaś

sprowadzanie gazu z UE uznawane jest za nabycie wewnątrz-wspólnotowe.

Rozbieżności interpretacyjne i „obowiązek” karania z mocy ustawy, nałożony na prezesa URE, spowodował interwencję Izby Gospodarczej Gazownictwa w postaci wystąpienia 8 czerwca 2010 r. do Waldemara Pawlaka, ówczesnego wiceprezesa Rady Ministrów, wskazującej na bezsensowność kar pieniężnych nakładanych na firmy członkowskie IGG, zajmujące się obrotem gazem.

Uzyskane odpowiedzi wskazywały na przychylność Ministerstwa Gospodarki, które rozwiązanie problemu w postaci zasadniczej zmiany art. 32 PE widziało w toczących się wówczas zaawansowanych pracach nad tzw. dużym trójpakiem, a później małym trójpakiem.

I tak upłynęły kolejne lata, podczas których Polska inwestowała wielkie środki w przebudowę systemu gazociągów przesyłowych, a przede wszystkim w nowe połączenia międzysystemowe, realizując obowiązujące wprost rozporządzenia UE, m.in. rozporządzenia Parlamentu i Rady UE nr 994 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i rozporządzenia Komisji UE nr 984 z 14 października 2013 r., ustanawiające kodeks sieci, dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu. W pełni zostało zaadaptowane rozporządzenie Parlamentu i Rady UE z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii.

Sytuacja, w której dalsze utrzymywanie przedmiotowego rozporządzenia dywersyfikacyjnego zaczęło praktycznie uniemożliwiać elastyczne podejmowanie decyzji odnośnie do źródeł pozyskania gazu przez uprawnione przedsiębiorstwa i hamować wzrost bezpieczeństwa energetycznego, spowodowała przygotowanie przez Ministerstwo Gospodarki nowego projektu rozporządzenia, którego projekt opublikowano na początku kwietnia br. Nowe rozporządzenie uchyliłoby obecnie obowiązujące przepisy z 2000 r.

Ministerstwo Gospodarki przekazało projekt nowego rozporządzenia (równoległe) do uzgodnień międzyresortowych oraz konsultacji publicznych. Wyniki tych konsultacji opublikowane są na stronach Rządowego Centrum Legislacji, zaś ostatecznie wpiśy pochodzą z 15 kwietnia 2015 r. Opinie społeczne wskazują,

że projekt idzie w dobrym kierunku, ale może spowodować dalsze wątpliwe interpretacje i utrzymanie władztwa administracyjnego nad samoistnym rozwojem polskiego rynku gazu ziemnego, integrującym się z płynnymi rynkami państw zachodnich.

Interesujące są wnioski i zastrzeżenia organów rządowych. I tak, Ministerstwo Skarbu Państwa „popiera wszelkie działania zmierzające do zwiększenia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do kraju, zwłaszcza w zakresie źródeł dostaw, skutkujące wzrostem jego bezpieczeństwa energetycznego. Uwzględniając wskazane powyżej argumenty, zasadne jest uchynienie obecnie obowiązującego rozporządzenia oraz wypracowanie nowych, również innych niż przedłożone przez projektodawcę rozwiązań, uwzględniających obecne realia rynku oraz dotychczasowe fundamenty, na których opiera się system bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski.”

Z kolei Urząd Regulacji Energetyki, podnosząc, że planowana nowelizacja nie realizuje wskazanych w uzasadnieniu założeń, zgłasza tyle uwag i wątpliwości szczegółowych, że można odczytać to jako konieczność przygotowania całkowicie nowego projektu nowelizacji.

Moim zdaniem, należy działać „po męsku”, to jest wzruszyć inkryminowany art. 32 prawa energetycznego i uchylić całkowicie rozporządzenie o dywersyfikacji, które jako narzędzie przejściowe wyczerpało swoje cele po wejściu Polski do Unii Europejskiej.

Inaczej „za chwilę”, gdy do terminalu LNG w Świnoujściu wpłynie gaz najprawdopodobniej spoza Unii Europejskiej, trzeba będzie go „dywersyfikować” innym gazem, pochodzącym z państw nienależących do UE.

Autor jest dyrektorem Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Bezpieczeństwo dostaw na liberalizującym się rynku gazu ziemnego

Paulina Dreżewska-Krok

Celem liberalizacji i integracji rynku gazu, werbalizowanym na forach unijnych, jest zapewnienie odbiorcom paliwa gazowego bezpiecznych dostaw po konkurencyjnych cenach. W dyskursie tym rynek i integracja traktowane są jako istotne narzędzia zapewnienia tego bezpieczeństwa.

W ostatnich latach poczyniliśmy ogromny postęp w zakresie integracji infrastrukturalnej krajowego rynku gazu z rynkami europejskimi. W związku z postępującą dynamicznie liberalizacją krajowego rynku gazu stoimy przed wyzwaniem związanym z **przemodelowaniem krajowego systemu bezpieczeństwa dostaw gazu** i – szerzej – z budową zaufania do mechanizmów rynkowych funkcjonujących na rynkach zliberalizowanych.

Wymagania unijne w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu

Na poziomie unijnym zasady zapewnienia odbiorcom bezpieczeństwa dostaw gazu zdefiniowane zostały w tzw. rozpo-

ządzeniu SoS¹. Rozporządzenie to określa standardy bezpieczeństwa, które muszą spełnić wszystkie kraje UE:

- **standard w zakresie infrastruktury** – państwa UE muszą posiadać zdolność dostarczania ilości gazu niezbędnej do zaspokojenia całkowitego zapotrzebowania na gaz w dniu nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz w przypadku zakłóceń w funkcjonowaniu największej pojedynczej infrastruktury gazowniczej (tzw. standard N-1);
- **standard w zakresie dostaw** – przedsiębiorstwa gazowe są zobowiązane do **zagwarantowania dostaw dla odbiorców chronionych przez określony czas** w przypadku utrzymujących się ekstremalnych temperatur lub w przypadku wystąpienia zakłóceń w infrastrukturze w okresie zimowym.

Zgodnie z rozporządzeniem SoS, do grupy odbiorców chronionych powinni należeć wszyscy odbiorcy domowi. Rozporządzenie dopuszcza rozszerzenie tej kategorii o małe i średnie przedsiębiorstwa oraz podmioty świadczące podstawowe usługi socjalne.

Zgodnie z rozporządzeniem, środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw muszą być proporcjonalne i nie mogą w niewłaściwy sposób zakłócać konkurencji ani skutecznego funkcjonowania rynku wewnętrznego. Środki nierynkowe mogą być stosowane jedynie w takim zakresie, w jakim jest to

niezbędne dla osiągnięcia celu w postaci zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu.

W rozporządzeniu zdefiniowane zostały trzy stadia stanu kryzysowego:

- **stan wczesnego ostrzeżenia** jest ogłaszany, gdy pojawiają się wiarygodne informacje o możliwości wystąpienia zakłócenia dostaw gazu,
- **stan alarmowy** jest wprowadzany, gdy występuje zakłócenie w dostawach lub nadzwyczajnie wysokie zapotrzebowanie na gaz, przy czym uzupełnienie niedoboru jest możliwe z wykorzystaniem mechanizmów rynkowych,
- **stan nadzwyczajny** jest wprowadzany, gdy zastosowano wszystkie środki rynkowe, ale dostawy są niewystarczające do zaspokojenia pozostałego zapotrzebowania. Stan nadzwyczajny jest jedynym stanem, w którym zastosowane mogą być środki nierynkowe. O wprowadzeniu stanu nadzwyczajnego i stosowanych środkach nierynkowych państwa członkowskie informują Komisję Europejską.

Analizując powyższe przepisy, warto zwrócić uwagę, iż **obowiązek zapewnienia bezpieczeństwa dostaw w sytuacjach kryzysowych w wymiarze podmiotowym określony został relatywnie wąsko** i dotyczy wyłącznie odbiorców chronionych. Co więcej, zgodnie z intencją legislatora unijnego, w sytuacjach skrajnych w stanie nadzwyczajnym **państwa członkowskie powinny mieć możliwość ograniczenia dostaw do wszystkich odbiorców niechronionych**. Celem wprowadzanych ograniczeń powinno być zapewnienie możliwości kontynuowania dostaw gazu do odbiorców chronionych, w tym również w innych państwach członkowskich.

Warto również zwrócić uwagę, iż obowiązek zapewnienia bezpieczeństwa dostaw w stosunku do odbiorców objętych ochroną **nie ma charakteru bezwzględnego**. U podstaw takiego podejścia leży założenie, iż zapewnienie dostaw „za wszelką cenę” nie znajduje uzasadnienia ekonomicznego.

System bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego w Polsce

Podstawowymi aktami normatywnymi regulującymi system bezpieczeństwa dostaw gazu w Polsce są ustawa o zapasach² oraz rozporządzenie o ograniczeniach w poborze gazu ziemnego³. Określony ww. aktami prawnymi system bezpieczeństwa dostaw gazu w Polsce oparty jest na dwóch podstawowych narzędziach: zapasach obowiązkowych gazu ziemnego oraz administracyjnych ograniczeniach dostaw gazu do określonych grup odbiorców.

Podstawowym narzędziem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw jest zapas obowiązkowy gazu ziemnego. Do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu zobowiązane są przedsiębiorstwa energetyczne dokonujące przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży. Zapas ten, w wielkości odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu, średniemu przywozowi gazu, utrzymywany musi być przez cały rok i **nie może być wykorzystywany bez zgody ministra gospodarki i bez wprowadzenia stanu nadzwyczajnego**. Z obowiązku utrzymywania zapasu zwolnione są przedsiębiorstwa dostarczające gaz do nie więcej niż 100 tys. odbiorców, których przywóz gazu ziemnego w ciągu roku nie przekracza 100 mln m³.

W sytuacji, w której zapas obowiązkowy jest niewystarczający do uzupełnienia niedoborów na krajowym rynku gazu, minister gospodarki może – na wniosek operatora gazociągów przesyłowych – wprowadzić ograniczenia administracyjne w poborze gazu ziemnego. Ograniczeniami dostaw mogą zostać objęci odbiorcy pobierający co najmniej 417 m³/h, z wyjątkiem podmiotów pełniących określone, ważne z punktu społecznego funkcje, zdefiniowane w rozporządzeniu (bezpieczeństwo, opieka zdrowotna, edukacja, wytwarzanie i dostarczanie energii i ciepła do gospodarstw domowych). Ograniczenia nie mają charakteru bezwzględnego w wymiarze wolumenowym – w ich trakcie muszą być realizowane dostawy zapewniające możliwość pracy urządzeń odbiorcy na poziomie ich minimum technicznego.

Specyficzna rola PGNiG w systemie bezpieczeństwa dostaw gazu w Polsce

Poza wymogami prawnymi do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu w Polsce wykorzystywana jest również polityka właścicielska Skarbu Państwa. Długotrwała pozycja monopolisty PGNiG na rynku gazu doprowadziła do ugruntowania specyficznej roli spółki w zakresie bezpieczeństwa dostaw oraz w zakresie rozwoju infrastruktury magazynowej i wydobywczej. Zobowiązania PGNiG w obszarze bezpieczeństwa dostaw zostały usankcjonowane w statucie spółki, zgodnie z którym realizuje ona zadania mające na celu zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju w zakresie, między innymi, ciągłości dostaw gazu do odbiorców oraz utrzymywania niezbędnych rezerw, równoważenia bilansu paliw gazowych oraz działalności wydobywczej gazu.

W efekcie takiego zdefiniowania roli spółki, PGNiG SA wkracza w liberalizację rynku gazu obciążone zobowiązaniami związanymi z realizacją funkcji przypisanych spółce historycznie. Do zobowiązań tych należą: kontrakt domykający bilans gazu (**kontrakt jamalski**), zobowiązanie dotyczące dywersyfikacji dostaw (**kontrakt katarski**) oraz **zakontraktowanie 2/3 zdolności regazyfikacyjnych** w terminalu LNG.

Propozycja modyfikacji krajowego systemu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego

Podstawowe narzędzia bezpieczeństwa dostaw gazu w Polsce funkcjonują w zasadniczo niezmiennym formie od 2007 r. W tym czasie krajowy rynek gazu uległ istotnym przeobrażeniom, w efekcie czego ustawa o zapasach nie przystaje do nowych warunków. Usankcjonowane w niej narzędzia bezpieczeństwa dostaw bazują na nierynkowych rozwiązaniach administracyjnych, których wprowadzenie podyktowane było niedostatecznym poziomem rozwoju polskiego rynku gazowego. Postępująca w ostatnich latach liberalizacja i integracja krajowego rynku gazu wymuszają potrzebę dostosowania narzędzi bezpieczeństwa dostaw do nowych warunków. W systemie bezpieczeństwa dostaw powinna zostać uwzględniona rosnąca elastyczność krajowego rynku gazu, wynikająca z rozbudowy infrastruktury oraz rozwoju mechanizmów rynkowych.

Najlepszym potwierdzeniem ogromnego postępu, jakiego dokonaliśmy w ostatnich latach jest to, iż z trwającymi przez

sześć miesięcy w trakcie sezonu zimowego ograniczeniami dostaw z kierunku wschodniego, sięgającymi niekiedy 40% wielkości nominowanych przez PGNiG SA, krajowy rynek gazu poradził sobie z wykorzystaniem samych tylko narzędzi rynkowych. Wielkości niedostarczone z kierunku wschodniego były na bieżąco uzupełniane z zapasu handlowego oraz dostaw z innych państw członkowskich Unii Europejskiej. Jednocześnie zwiększona konkurencja o moce przesyłowe na punktach wejścia na granicy zachodniej doprowadziła do wzrostu premii aukcyjnych oraz spreadów cenowych pomiędzy rynkiem krajowym i niemieckim. Nie ulega wątpliwości, iż jednym z czynników sprzyjających w tej sytuacji była wyjątkowo łagodna zima. Niemniej jednak tak płynne przejście przez ten trudny okres z pewnością jeszcze kilka lat temu nie byłoby możliwe.

Doświadczenia ostatniego roku pokazują również, iż spadek udziału PGNiG SA w imporcie gazu do Polski pociąga za sobą spadek wielkości zapasu obowiązkowego gazu: w roku gazowym 2014/2015 zapas obowiązkowy PGNiG SA spadł z 942 do 836 mln m³. Spadek zapasu PGNiG nie został zrekompensowany utworzeniem zapasu obowiązkowego przez innych uczestników rynku – z uwagi na liczne wyłączenia, jak również możliwość pozyskania gazu na krajowym rynku hurtowym, jedynym podmiotem utrzymującym zapas obowiązkowy gazu pozostaje PGNiG SA. Jednocześnie nałożenie obowiązku utrzymywania zapasów na podmioty prowadzące działalność w segmencie obrotu hurtowego, na którym gaz oferowany w kraju konkuruje z dostawami z zagranicy, skutkuje **brakiem możliwości przeniesienia kosztu zapasu obowiązkowego w cenie giełdowej gazu**. W tym kontekście zapas obowiązkowy jest kolejnym czynnikiem przyczyniającym się do pogorszenia relatywnej pozycji konkurencyjnej PGNiG SA na liberalizującym się rynku gazu ziemnego.

Warto również zwrócić uwagę, iż konstrukcja zapasu obowiązkowego w swoim obecnym kształcie narusza traktatową swobodę przepływu towarów. Jednocześnie wielkość zapasu nie jest powiązana z wielkością dostaw do odbiorców chronionych, co odzwierciedlałoby filozofię bezpieczeństwa dostaw, przyjętą w rozporządzeniu SoS. W efekcie braku spójności pomiędzy krajowym i unijnym systemem bezpieczeństwa dostaw gazu, krajowe przedsiębiorstwa energetyczne są obecnie zobowiązane do zapewnienia jednocześnie dwóch standardów w zakresie dostaw:

- krajowego, związanego z obowiązkiem utrzymywania zapasu obowiązkowego,
- unijnego, wynikającego bezpośrednio z rozporządzenia SoS i usankcjonowanego w nim standardu w zakresie dostaw, tj. obowiązku zapewnienia dostaw do odbiorców chronionych.

Takie dublowanie się obowiązków prowadzi do istotnego zawyżenia kosztów bezpieczeństwa dostaw ponoszonych przez uczestników krajowego rynku gazu.

Biorąc pod uwagę powyższe, zasadne wydaje się podjęcie działań zmierzających do przemodelowania systemu zapasów gazu ziemnego. Po pierwsze, system ten nie powinien faworyzować lub dyskryminować żadnego uczestnika konkurencyjnego rynku gazu. Zapewnienie równych warunków konkurencji wszystkim uczestnikom rynku jest podstawowym obowiązkiem krajów członkowskich, wynikającym z unijnych regulacji. Do

finansowania narzędzi służących zabezpieczeniu dostaw gazu zobowiązani powinni być wszyscy dostawcy gazu, co skutkowałoby bardziej równomiernym rozłożeniem kosztów bezpieczeństwa na poszczególnych uczestników rynku.

W kontekście zwiększającej się elastyczności krajowego rynku gazu rozważenia wymaga zmniejszenie wielkości zapasu obowiązkowego, pozostającego w gestii ministra gospodarki i jego ukształtowanie na wzór **rezerwy strategicznej**, utrzymywanej przez podmiot, który nie uczestniczy bezpośrednio w walce konkurencyjnej. Rezerwa strategiczna mogłaby być finansowana przez wszystkich uczestników rynku w ramach opłat przesyłowych i utrzymywana przez operatora lub dedykowaną agencję rządową. Zapas strategiczny byłby uruchamiany na polecenie ministra gospodarki w stanach nadzwyczajnych.

Dodatkowo rozważenia i ewentualnego usankcjonowania wymaga sposób realizacji przez sprzedawców gazu standardu w zakresie dostaw. Co istotne, sposób skonstruowania wymogów w tym obszarze powinien w największym możliwym stopniu uwzględniać możliwość wykorzystania narzędzi rynkowych, w tym np. zapasów handlowych gazu ziemnego (np. poprzez usankcjonowanie obowiązku zatłoczenia określonych ilości gazu do magazynu przed rozpoczęciem sezonu grzewczego). W efekcie proponowanych modyfikacji wielkość zapasu obowiązkowego nie uległaby zmianie, jednak zostałby on podzielony na sztywny zapas strategiczny, który rządziłby się dotychczasowymi prawami, i zapas handlowy, uruchamiany na potrzeby wypełnienia standardu dostaw w stanach alarmowych.

Tak skonstruowany system zapasów oznaczałby przejście do mniej obciążających i bardziej elastycznych narzędzi rynkowych. Jednocześnie służyłby on poprawie funkcjonowania polskiego rynku gazu i wypełnieniu przez Polskę wymogów rozporządzenia SoS. Wprowadzenie proponowanych zmian uelastycniłoby sposób korzystania z zapasów, pozwoliłoby na ich „rynkowe” uruchamianie już w stanach alarmowych, pozostawiając w dyspozycji ministra gospodarki jedynie żelazną rezerwę strategiczną. Proponowany system pozwoliłby również na rozłożenie kosztów utrzymywania zapasów strategicznych na wszystkich uczestników rynku, co w konsekwencji prowadziłoby do wyrównania warunków konkurencji na polskim rynku gazu.

Paulina Dreżewska-Krok

Paulina Dreżewska-Krok, ACCA, zastępca dyrektora Departamentu Strategii i Regulacji PGNiG SA.

¹ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE (Dz.U. UE z 12.11.2010, L 295).

² Ustawa z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, tekst jednolity: Dz.U. z 2014 r. poz. 1695.

³ Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, Dz.U. Nr 178, poz. 1252.

Ustawa o (d)efektywności energetycznej

Andrzej Schoeneich

Historia ostatnich dziesięciu lat (po wejściu Polski do Unii Europejskiej) wyrównywania (racjonalizowania) poziomu efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych daje złe świadectwo zarówno instytucjom rządowym, obowiązującym wdrożyć kolejno ukazujące się dyrektywy Parlamentu i Rady UE, jak i lobbującym za interesami sektorów przedsiębiorcom, nakierowanymi na takie rozwiązania, których koszt realizacji będzie najmniej uciążliwy dla sektora, co automatycznie przeniesie się na niższe taryfy dla odbiorców końcowych.

W rezultacie prac (od 2006 r.) przygotowano kilkanaście projektów i w końcu 15 kwietnia 2011 Sejm RP przyjął ustawę o efektywności energetycznej. I prawie natychmiast wszczęto prace nad nową ustawą (nie nowelizacją), ponieważ w międzyczasie Parlament Europejski przyjął nową dyrektywę 2012/27/WE, zastępującą dwie dotychczasowe dyrektywy, na których oparty był, i jest, polski porządek prawny:

- dyrektywę 2004/8/WE z lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji,
- dyrektywę 2006/32/WE z kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii.

Po pierwszym okresie wdrażania ustawy praktycy (firmy) i administracja nadzorująca i rozliczająca efekty zgodnie uznali, że stosowanie wprost przepisów ustawowych „wypacza ideę świadectw efektywności energetycznej”.

Ekspertki z gazownictwa wskazywali instytucjom rządowym następujące wady regulacyjne:

- konstrukcja systemu świadectw efektywności energetycznej nie kreuje warunków do realizacji celów wykraczających poza postępującą **w sposób naturalny** poprawę efektywności polskiej gospodarki. Sposób kwalifikowania przedsięwzięć do poprawy efektywności (i uzyskania świadectw) powoduje, że w praktyce system ten raczej nie wspiera, lecz tylko inwentaryzuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności,
- do przetargów dopuszczane były przedsięwzięcia już zrealizowane, a zgodnie z elementarnymi zasadami prowadzenia biznesu każda inwestycja powinna wykreować jakąś wartość dodaną dla inwestora. Jeżeli projekt jest już realizowany, to znaczy, że żadne wsparcie dodatkowe nie jest niezbędne, aby inwestor uzyskał oczekiwany zwrot z danej inwestycji,
- kryteria wyboru przedsięwzięć powodują, że im niższego wsparcia oczekuje inwestor w stosunku do średniorocznych oszczędności energii pierwotnej, tym większe ma on szanse na pozyskanie świadectw efektywności energetycznej poprzez wygranie przetargu. I nie ma nic złego w sytuacji, w której do przetargu zgłaszają się ci, którzy rzeczywiście takiego wsparcia potrzebują. Wobec tego optymalnym rozwiązaniem byłoby wspieranie pro-

jektów, dla których wymagany „efekt zachęty” jest relatywnie najmniejszy. Ale dopuszczenie do przetargów inwestycji już realizowanych powoduje, że inwestorzy, dla których świadectwa nie są niezbędne, praktycznie bez żadnych ograniczeń mogą licytować w „dół”, co eliminuje z grona wygrywających przetargi tych, którzy rzeczywiście wymagają wsparcia.

Efektom tych i innych mankamentów ustawy jest bardzo niska podaż białych certyfikatów. W wyniku rozstrzygniętego I przetargu w roku 2013 prezes URE przyznał jedynie 20 699 świadectw, co stanowiło niespełna 4% całej puli przygotowanej dla rynku (w przypadku przedsięwzięć służących poprawie zmniejszenia zużycia energii przez urządzenia dla potrzeb własnych oraz zmniejszeniu strat energii elektrycznej, gazu lub ciepła w przesyłce i dystrybucji – do inwestorów trafiło niespełna 7 procent z puli świadectw udostępnionych w przetargu). Sytuacja w drugim przetargu praktycznie nie uległa zmianie. Dwukrotnie więcej podmiotów przystąpiło do przetargu w roku 2014, ale pula wydanych świadectw nie uległa zasadniczej zmianie, oscylując lekko ponad 4%. System wsparcia w postaci białych certyfikatów po prostu nie działa.

Cały 2014 rok trwały prace nad kolejnymi wersjami projektu nowej ustawy. I tak, do czerwcowej wersji z roku 2014 (1.16) zgłoszono tak poważne uwagi, że w rezultacie Ministerstwo Gospodarki 6 stycznia 2015 r. przygotowało następną wersję, zaś kolejna ukazała się 6 marca br.

Przegląd zastrzeżeń i poprawek do tej ostatniej wersji, ograniczony tylko do uwag z tzw. uzgodnień międzyresortowych (określenie nieprzystające do sytuacji), potwierdza opinie ekspertów niemożliwość skierowania przez Radę Ministrów nowej ustawy do parlamentu obecnej kadencji i jego uchwalenia.

Poszczególne resorty wskazują m.in. że:

- projekt powiela błędy ustawy z 2011 r. (obowiązującej) i nie będzie stymulował inwestycji proefektywnościowych,
- projekt może być uznany za niezgodny z kluczową dyrektywą Parlamentu i Rady UE, tj. 2012/27 /WE,
- projekt ograniczy spółkom obrotu energią wywiązanie się z obowiązku oszczędności energii finalnej,
- nastąpi dalsze skomplikowanie instrumentów finansowych, mających wspierać rozwój efektywności energetycznej,
- nie wpłynie na wzrost potencjału wysokosprawnej kogeneracji.

Tym samym temat prawnego wsparcia oszczędzania energii w Polsce pozostanie w katalogu spraw nierozwiązanych, przeniesionych na 2016 r. Istnieje więc realna groźba, że niektóre przepisy ustawy z 15 kwietnia 2011 roku przestaną obowiązywać już w kwietniu 2016 r., zaś cała ustawa odejdzie w niebyt 31 grudnia 2016 r.

Andrzej Schoeneich, dyrektor Izby Gospodarczej Gazownictwa

Miało być pięknie, a wyszło jak zwykle

Waldemar Kamrat

W artykule podniesiono istotne kwestie dotyczące barier funkcjonowania i rozwoju infrastruktury w świetle dotychczasowego postępu prac legislacyjnych nad ustawą o tzw. korytarzach przesyłowych. Dość długi okres procedowania nad tym aktem prawnym, niezwykle ważnym dla realizacji budowy/przebudowy i eksploatacji sieci energetycznych w sektorach infrastrukturalnych – tj. elektroenergetyki, ciepłownictwa i gazownictwa – wskazuje na złożoność problematyki formalnomerytorycznej.

Mimo że w niniejszym artykule nie podejmowano *stricte* zagadnień z zakresu przygotowania i realizacji inwestycji sieciowych, wydaje się, że najważniejszym problemem w polskich procedurach inwestycyjnych jest uzyskiwanie pozwoleń, zezwoleń, decyzji lokalizacyjnych, prawa drogi etc., które w obecnych uwarunkowaniach formalnoprawnych są przeszkodą prawie nie do pokonania. Z praktyki inwestycyjnej wielu firm budownictwa sieciowego wynika, że są to bariery utrudniające budowę sieci energetycznych (elektrycznych, ciepłowniczych i gazowych). Dodatkowo stan sieci i czasami brak możliwości wyłączeń powodują, że proste zabiegi konserwacyjne z zakresu normalnej praktyki eksploatacyjnej są bardzo utrudnione. Stan ten musi ulec zdecydowanej zmianie w taki sposób, aby możliwe było utrzymanie bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju na stabilnym poziomie.

PRZESŁANKI PROWADZENIA PRAC NAD PROJEKTEM USTAWY

Zdaniem wielu środowisk i gremiów opiniotwórczych istnieje pilna potrzeba ustawy tzw. korytarzowej. Wskazaniem są tutaj m.in. przesłanki [2]:

- nieuregulowany stan prawny do gruntów, na których posadowiona jest infrastruktura oraz brak lub niejednoznaczność przepisów prawa, umożliwiających ich uregulowanie,
- brak praktyki i kryteriów oraz sposobu ustalania rekompensaty za ustanowienie służebności przesyłu,
- długotrwała procedura odwoławcza, wszczęta na wniosek właściciela, oraz procedura rozpatrywania skarg przez NSA,
- brak systemowych mechanizmów prawnych i procedur dotyczących lokalizacji inwestycji celu publicznego,
- długotrwały proces uzyskiwania pozwolenia na budowę,
- wysokość opłat za wyłączenie gruntów z produkcji leśnej i opłat wynikających z prawa wodnego,
- zdecydowana oraz kompleksowa eliminacja barier prawnych występujących w obowiązujących aktach prawnych.

Jak widać, wprowadzenie jednej ustawy systemowej pozwoliłoby uzyskać szybki i kontrolowany rezultat, znacznie efektywniejszy niż wiele ustaw specjalnych dla poszczególnych zadań, usuwając wiele barier funkcjonowania i rozwoju infrastruktury energetycznej.

PROCESY LEGISLACYJNE [3]

Procedowanie projektu przedmiotowej ustawy ma dość długą historię, ponieważ jest to kilkuletnie już przebywanie projektu w „zamrażarce sejmowej”, a następnie niekontrolowane nieefektywne ruchy grupy posłów/entuzjastów, aż do momentu, gdy praktycznie **nic się nie działo** (od początku 2014 roku); zaś na początku bieżącego roku nastąpiło wycofanie z prac rządowych (RCL). Tymczasem zaistniała koncepcja zawarcia regulacji prawnych z zakresu korytarzy przesyłowych w kodeksie urbanistyczno-budowlanym, opracowanym przez Komisję Kodyfikacyjną, pilotowanym przez Ministerstwo Infrastruktury i Rozwoju (MIR) [2]. Upływ czasu i zapewne wykluczające się potencjalne korzyści różnorodnych grup interesariuszy spowodowały, że MIR wycofał się z kodeksu w zeszłorocznej postaci (link do aktualnego kodeksu na stronach Rządowego Centrum Legislacji – RCL: <http://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12272802>).

Mimo że wskazany jest tam jako **kodeks urbanistyczno-budowlany**, to już w projekcie jest tylko kodeks budowlany, w którym nie ma korytarzy przesyłowych, ujętych w pierwotnej wersji ustawy korytarzowej. Rozwiązania kodeksu idą w kierunku znaczącego usprawnienia procesów decyzyjnych. Reguluje on kwestie lokalizacji i realizacji inwestycji celu publicznego. Wprowadza instytucję „korytarzy przesyłowych”. Proponowane rozwiązania są zbieżne z projektem ustawy o korytarzach przesyłowych. Widać, że autorzy z niego korzystali. Na przykład p. 611 odpowiada art. 22 projektu ustawy o korytarzach przesyłowych [3].

Warto przy okazji zwrócić uwagę na niektóre propozycje (podano za dr. inż. Andrzejem Nehrebeckim, przewodniczącym grupy ekspertów Parlamentarnego Zespołu ds. Energetyki, w wersji oryginalnej [3]):

DZIAŁ I

Przepisy ogólne

22. Nie można planować i realizować zespołów obiektów budowlanych bez zapewnienia niezbędnej infrastruktury technicznej i społecznej.

33. Organy administracji działają bez zbędnej zwłoki, ponosząc odpowiedzialność za nieterminowe załatwienie spraw inwestycyjnych na zasadach określonych w kodeksie.

50. Organy administracji publicznej odpowiadają za pozyskiwanie terenów pod inwestycje celu publicznego.

DZIAŁ III

Planowe gospodarowanie przestrzenią

145. Gmina uwidoczniła w studium granice oraz uwzględniła ograniczenia wynikające z:

1) rozmieszczenia inwestycji celu publicznego o znaczeniu ponadlokalnym, w tym ponadlokalnych korytarzy komunikacyjnych i przesyłowych,

156. Rada gminy określa w planie miejscowym:

8) granice terenów rozmieszczenia inwestycji celu publicznego o znaczeniu ponadlokalnym.

DZIAŁ VII

Szczegółne zasady realizacji inwestycji celu publicznego

491. Inwestycjami celu publicznego są inwestycje służące realizacji zadań publicznych, określonych ustawami lub wynikających z zobowiązań międzynarodowych, polegające na realizacji:

1) infrastruktury technicznej (dróg, linii kolejowych, sieci i przewodów służących do przesyłania lub dystrybucji płynów, pary, gazów i energii elektrycznej, a także sieci telekomunikacyjnych),

495. Inwestycje celu publicznego realizują cele publiczne o charakterze lokalnym i ponadlokalnym.

496. Do ponadlokalnych inwestycji celu publicznego zalicza się inwestycje polegające na realizacji zadań publicznych o znaczeniu krajowym i wojewódzkim, w tym dróg, kolei, sieci elektroenergetycznych najwyższych, wysokich oraz średnich napięć, gazociągów wysokiego i średniego ciśnienia oraz rurociągów przesyłowych dalekosiężnych, służących do transportu ropy naftowej i produktów naftowych lub dwutlenku węgla (sieci przesyłowe), a także inne inwestycje wskazane w przepisach odrębnych.

507. Przed złożeniem wniosku o wydanie decyzji środowiskowo-lokalizacyjnej inwestor przedstawia organom wykonawczym gmin, na obszarze których realizowana ma być inwestycja celu publicznego, co najmniej trzy warianty lokalizacji inwestycji, wraz z uzasadnieniem wskazującym wariant preferowany.

550. Nieruchomość może być wywłaszczona tylko na rzecz Skarbu Państwa albo na rzecz jednostki samorządu terytorialnego. Ustanowienie służebności przesyłu lub ograniczenie sposobu korzystania z nieruchomości może nastąpić także na rzecz innego podmiotu.

567. Zgoda budowlana dla inwestycji celu publicznego udzielana jest w formie decyzji zintegrowanej.

568. W decyzji zintegrowanej, na wniosek inwestora, orzeka się także o wywłaszczeniu nieruchomości.

DZIAŁ VII

Rozdział 5. Realizacja inwestycji celu publicznego z zakresu liniowej infrastruktury technicznej

Ustanawianie korytarzy przesyłowych

602. Infrastrukturę techniczną w zakresie sieci przesyłowych lokalizuje się w korytarzach przesyłowych.

603. Korytarzem przesyłowym jest teren niezbędny do budowy i eksploatacji infrastruktury technicznej.

604. Korytarze przesyłowe należy projektować i lokalizować w taki sposób, aby możliwa była w nich lokalizacja jak największej ilości sieci.

605. W celu ustanowienia korytarza przesyłowego inwestor może wnosić o dokonanie wywłaszczenia nieruchomości, ustanowienie służebności przesyłu lub ograniczenie sposobu korzystania z nieruchomości.

606. Ustanowienie korytarza przesyłowego może dotyczyć także już istniejących sieci. Ustanowione korytarze przesyłowe mogą być poszerzane.

607. Ustanowienie korytarza przesyłowego następuje w decyzji zintegrowanej. W przypadku ustanawiania korytarza przesyłowego dla istniejących sieci decyzję zintegrowaną wydaje się wyłącznie w zakresie niezbędnym do:

1) zatwierdzenia podziału nieruchomości,

2) oznaczenia nieruchomości, w odniesieniu do których decyzja wywołuje skutek wywłaszczenia,

3) oznaczenia nieruchomości, w odniesieniu do których decyzja wywołuje skutek w postaci ustanowienia służebności przesyłu.

608. Przebieg i rodzaj sieci lokalizowanych w ponadlokalnym korytarzu przesyłowym określa inwestor we wniosku o wydanie decyzji środowiskowo-lokalizacyjnej.

611. Minister właściwy do spraw gospodarki, w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw rozwoju regionalnego oraz ministrem właściwym do spraw budownictwa, lokalnego planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa, określi w drodze rozporządzenia szerokość korytarza przesyłowych, biorąc od uwagę bezpieczeństwo i niezawodność ich funkcjonowania, szybkość i sprawną możliwość usuwania awarii, możliwość ich modernizacji, a także wymagania dotyczące ochrony środowiska i interesów osób trzecich (decyzja zintegrowana dla liniowej infrastruktury technicznej).

WYBRANE ASPEKTY NOWELIZACJI PRAWA BUDOWLANEGO [1]

Według opinii Dagmary Kafar, specjalistki w zakresie prawa budowlanego oraz planowania i zagospodarowania przestrzennego, losy nowelizacji prawa budowlanego są niepewne [1]. Mianowicie „reformacja prawa budowlanego miała przebiegać w dwóch etapach, przy czym początkiem zmian miała być duża nowelizacja obecnych przepisów. Niestety, przygotowany projekt nie spełnia większości oczekiwań” [1]. W roku ubiegłym, po przejęciu przez MIR problematyki od Ministerstwa Gospodarki, 28 lutego 2014 roku skierowano do konsultacji publicznych projekt nowelizacji prawa budowlanego (materiały przygotowane przez Rządowe Centrum Legislacji na podstawie założeń przyjętych przez Radę Ministrów 23 lipca 2013 r.). Równoległe projekt nowelizacji prawa budowlanego skierowa-

no do zaopiniowania do Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego.

Pod koniec marca br. Unia Metropolii Polskich (UMP) wyśtosowała jednoznacznie negatywną opinię na temat proponowanych zmian w prawie budowlanym, **opowiadając się za zaniechaniem dalszych prac nad tym projektem i podjęciem działań mających na celu integrację procedury budowlanej.** Zdaniem UMP, podstawową barierą w uzyskiwaniu pozwolenia na budowę nie są procedury administracyjne, lecz nadmiernie rozbudowany sposób i zakres przygotowania dokumentacji projektowej [1].

Wobec takiej opinii, trudno przewidzieć dalsze losy przygotowanej nowelizacji przepisów budowlanych. Pojawiły się też w prasie sugestie, że w MIR rozważa się wycofanie z zaproponowanych zmian [1].

Charakterystyka i zakres projektu nowelizacji prawa budowlanego [1]

Przygotowany przez RCL projekt nowelizacji prawa budowlanego obejmuje osiem zagadnień (Dagmara Kafar [1]):

pierwsze – wprowadzenie możliwości dokonania zgłoszenia projektu budowlanego, dotyczącego realizacji mieszkalnego domu jednorodzinnego o ograniczonym do terenu inwestycji oddziaływaniu zamiast ubiegania się o pozwolenie na budowę,

drugie – zwolnienie z obowiązku dołączania do projektu budowlanego warunków i uzgodnień gestorów sieci infrastruktury technicznej oraz zapewnienia zarządcy drogi powiatowej i gminnej o możliwości obsługi komunikacyjnej,

trzecie – dotyczy wprowadzenia wezwania inwestora do uzupełnienia braków formalnych wniosku o pozwolenie na budowę, które musi nastąpić w terminie 14 dni, licząc od daty złożenia,

czwarte – możliwość rozpoczęcia budowy obiektu na mocy decyzji podlegającej wykonaniu w miejsce decyzji ostatecznej (w sytuacji, gdy liczba stron postępowania ograniczona jest do inwestora),

piąte – likwidacja obowiązku zgłoszenia zamierzonego terminu rozpoczęcia robót budowlanych,

szóste – możliwość wprowadzenia zgłoszenia zakończenia robót budowlanych w miejsce konieczności uzyskiwania pozwolenia na użytkowanie dla większej liczby obiektów (tj. warsztatów rzemieślniczych, stacji obsługi pojazdów, myjni samochodowych, garaży do pięciu stanowisk włącznie, obiektów magazynowych – budynków składowych, chłodni, hangarów i wiat, budynków kolejowych – nastawni, podstacji trakcyjnych, lokomotywowni, wagonowni, strażnic przejazdowych i myjni taboru kolejowego, a także: placów składowych, postojowych i parkingów oraz stawów rybnych),

siódme – propozycja przewidująca utworzenie rejestru zgłoszeń budowy budynku mieszkalnego jednorodzinnego, który będzie publicznie dostępny na stronie internetowej Biuletynu Informacji Publicznej (BIP), organu administracji architektoniczno-budowlanej,

ósme – proponowana zmiana zakłada, że rejestry zgłoszeń budowy budynku mieszkalnego jednorodzinnego, a także reje-

stry wniosków oraz pozwoleń na budowę będą publicznie dostępne na stronie internetowej Głównego Inspektora Nadzoru Budowlanego (GUNB).

Problematyka formalna procedur urzędniczych [1]

Projekt nowelizacji prawa budowlanego, rozpisany na poszczególne artykuły, nie ustrzegł się z pozoru drobnych, lecz uciążliwych w codziennej pracy organów administracji architektoniczno-budowlanej wielu niekonsekwencji formalnych i merytorycznych. Dotyczą one głównie upublicznienia informacji na temat przyjętych zgłoszeń, a także prowadzonych postępowań kończących się wydaniem pozwolenia na budowę [1]. Autorzy nowelizacji [4, 6] nakazują niezwłocznie (w terminie maksymalnie trzech dni) umieszczanie na stronach BIP szczegółowych danych o doręczeniu zgłoszenia, z podaniem imienia i nazwiska inwestora oraz adresu i opisu projektowanego obiektu. O wiele bardziej szczegółowe informacje (z wyjątkiem danych adresowych inwestora) projekt nowelizacji nakazuje niezależnie upubliczniać na stronie internetowej GUNB. Spowoduje to konieczność sporządzania odrębnych zestawów danych, częściowo dotyczących tych samych inwestycji, do opublikowania na stronie BIP organu oraz stronie internetowej GUNB [1].

Obecnie powiatowe organy administracji architektoniczno-budowlanej korzystają już z oprogramowania służącego do rejestrowania wniosków i wydanych decyzji o pozwoleniu na budowę, ze szczegółowym uwzględnieniem poszczególnych etapów prowadzonych postępowań. Służy to bieżącej kontroli terminowości prowadzonych spraw. Dodawanie kolejnych obowiązków w tym względzie (m.in. niezależnego raportowania na stronie BIP o dokonanych zgłoszeniach) wydaje się zbędne. Wystarczające powinno być więc upublicznienie rejestrów i tak prowadzonych już na serwerze GUNB. Tym bardziej że skorelowanie różnych systemów informatycznych (lokalnych, obsługujących strony BIP oraz ogólnopolskiego – GUNB) nie będzie ani proste, ani tanie. Utrzymanie we względnej sprawności już posiadanych narzędzi informatycznych jest często niemożliwe.

W kontekście tych problemów niezrozumiałe jest rozszerzanie zakresu prowadzonych rejestrów o dane osobowe oraz numer uprawnień projektantów opracowujących poszczególne projekty budowlane/branżowe. Celem upublicznienia prowadzonych rejestrów jest – z jednej strony – umożliwienie potencjalnym stronom czynnego udziału w rozpatrywanych sprawach, a z drugiej – kontrola terminowości prowadzonych spraw. Jakie więc znaczenie w osiągnięciu tych założeń ma upublicznienie danych projektantów? Należy podkreślić, że wpisywanie dodatkowych informacji będzie poważnym obciążeniem dla osób wypełniających prowadzone rejestry, które i tak już są obszerne (warto zauważyć, że przy bardziej skomplikowanych obiektach pracuje kilku lub nawet kilkunastu projektantów [1]).

Organy administracji architektoniczno-budowlanej zmuszone już były zreorganizować pracę w celu wypełnienia obowiązków bieżącego raportowania na temat prowadzonych spraw, gdyż uzupełnianie obowiązkowych rejestrów może odbywać się z bardzo ograniczonej liczby stanowisk komputerowych. Zwiększenie liczby rejestrów oraz dalsze rozbudowanie ich zakresu tematycznego skomplikuje wypełnianie i tak już niełatwych obowiązków [1].

Dodatkowym problemem może być przybywanie obowiązków. Być może, problem ten na tle innych zastrzeżeń, zgłoszonych do projektu nowelizacji m.in. przez UMP, wydaje się błaży, lecz w ostatnich miesiącach weszło w życie wiele nowych zasad, które znacznie zmieniły proporcje pomiędzy faktyczną pracą merytoryczną a czynnościami o charakterze uzupełniającym (na przykład postulowany obowiązek sporządzania metryki spraw czy kontroli nowych, szczególnie rozbudowanych wniosków o pozwolenie na budowę oraz o pozwolenie na rozbiórkę). Wypełnianie kolejnych obowiązkowych, obszernych rejestrów pogłębi tylko te niekorzystne proporcje kosztem czasu poświęcanego merytorycznemu rozpatrywaniu spraw [1].

* * *

Uregulowanie kwestii niezwykle istotnych dla funkcjonowania i rozwoju infrastruktury energetycznej powinno nastąpić tak szybko, jak tylko to jest możliwe, i to bez względu na kalendarz wyborczy. Pierwszą jaskółką, co prawda tylko w zakresie elektroenergetyki, jest dobrze prognozująca inicjatywa grupy 23 parlamentarzystów, dotycząca złożenia poselskiego projektu ustawy o szczególnych zasadach przygotowania i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (druk sejmowy nr 3475 z 24 marca 2015 roku – przedstawiciel wnioskodawców poseł Józef Racki [7]). Po analizach prawnych i opiniach Komisji Ustawodawczej z 27 maja br. i złożonych uzupełnieniach projekt został skierowany do Nadzwyczajnej Komisji ds. Energetyki, gdzie w trybie pilnym będzie procedowany. Najwyższy czas do podjęcia działań także dla pozostałych sektorów infrastrukturalnych/energetycznych, w tym szczególnie dla gazownictwa. Nie

mamy już bowiem czasu na to, aby szukać „winnych” zaniedbań czy zaniechań, trzeba po prostu wziąć się do pracy i patrzeć w przyszłość. Dla sektorów infrastrukturalnych dotychczasowy stan rzeczy musi ulec zdecydowanej zmianie w taki sposób, aby możliwe było utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego kraju na stabilnym poziomie. A także po to, aby odwrócić przysłowiowe fatum: „miało być pięknie, a wyszło jak zwykle” – na „działamy zwykle, a wychodzi pięknie”. Tego nam wszystkim potrzeba.

Waldemar Kamrat

Prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat jest profesorem zwyczajnym na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej.

BIBLIOGRAFIA

1. D. Kafar, *Niepewne losy nowelizacji prawa budowlanego*, Redakcja2@inforb.pl.
2. W. Kamrat, *Korytarze przesyłowe – szanse i bariery rozwoju infrastruktury technicznej*. Materiały własne (niepublikowane), 2015.
3. A. Nehrebecki, *Kodeks urbanistyczno-budowlany*. Materiały własne (niepublikowane), 2015.
4. *Kodeks urbanistyczno-budowlany. Tezy i uzasadnienie*, Komisja Kodyfikacyjna Prawa Budowlanego, 18.09.2013.
5. Raport o ekonomicznych stratach i kosztach społecznych niekontrolowanej urbanizacji w Polsce. Fundacja Rozwoju Demokracji Lokalnej/IGiZP Polskiej Akademii Nauk.
6. *Kodeks urbanistyczno-budowlany. Projekt, wersja podstawowa*, Komisja Kodyfikacyjna Prawa Budowlanego, 16.04.2014.
7. Sejm Rzeczypospolitej Polskiej: druk sejmowy nr 3475 z 24 marca 2015 roku w sprawie projektu ustawy o szczególnych zasadach przygotowania i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych.

Ustawa węglowodorowa

– aktualny status prac legislacyjnych

Katarzyna Działko, Adam Wawrzynowicz

Ustawa o zasadach przygotowania i realizacji inwestycji w zakresie poszukiwania, rozpoznawania, wydobywania i transportowania węglowodorów (tzw. ustawa węglowodorowa) jest kolejną specustawą dotyczącą istotnych projektów inwestycyjnych w branży energetycznej (obok ustawy z 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu oraz ustawy z 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących). Ustawa węglowodorowa dotyczy przede wszystkim gazu łupkowego i ropy łupkowej, ale też węglowodorów konwencjonalnych, a jej celem jest ograniczenie barier administracyjno-prawnych w zakresie inwestycji w tym sektorze. Te zidentyfikowane przez ministra skarbu państwa bariery to przede wszystkim kwestie ustaleń lokalizacyjnych dla poszczególnych inwestycji – prawo wejścia na teren cudzej

nieruchomości czy uzyskiwanie licznych pozwoleń, zgód i decyzji (m.in. decyzji środowiskowych, pozwoleń wodnoprawnych, decyzji o wyłączeniu nieruchomości spod produkcji rolnej czy podziału nieruchomości). Projekt ustawy węglowodorowej powiela wiele rozwiązań usprawniających, przyjętych we wspomnianych wyżej ustawach: terminalowej i o inwestycjach jądrowych.

Uzasadnieniem dla opracowania projektu jest potrzeba dywersyfikacji źródeł dostaw paliwa gazowego w celu zapewnienia wzrostu bezpieczeństwa dostaw paliw i energii oraz rozwoju konkurencyjnych rynków paliw i energii, zgodnie z polityką energetyczną Polski do roku 2030¹. Projektowana ustawa ma także stanowić narzędzie zachęcające zagranicznych inwestorów do angażowania środków w eksploatację złóż węglowodorów w Polsce.

Pierwszy projekt ustawy, z 17 września 2014 r., był przedmiotem uzgodnień międzyresortowych (szczególnie zaangażowany

w ten proces byli ministrowie infrastruktury i rozwoju oraz środowiska) oraz konsultacji publicznych, przy udziale m.in. Konfederacji Lewiatan, Pracodawców RP, NSZZ „Solidarność”, SITP NiG, Izby Gospodarczej Gazownictwa i organizacji ekologicznych.

O ile branża wydobywcza i gazownicza oceniała projekt ustawy węglowodorowej pozytywnie, organizacje ekologiczne prezentowały stanowisko bardzo krytyczne.

Ponadto – zgodnie z ustawą z 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa – zgłoszenie zainteresowania pracami nad projektem ustawy wniosły: Polski Koncern Naftowy Orlen S.A., PGNiG SA, Organizacja Polskiego Przemysłu Poszukiwawczo-Wydobywczego oraz pozarządowa Fundacja Klinika Rządzenia.

W okresie od listopada do grudnia 2014 r. Ministerstwo Skarbu Państwa zorganizowało 10 spotkań uzgodnieniowych. W wyniku tych konsultacji do projektu wprowadzono zmiany, które dotyczyły:

- 1) definicji inwestycji w zakresie transportowania węglowodorów,
- 2) wpływu ustawy na zasady kształtowania ładu przestrzennego (ograniczenia do minimum ingerencji w istniejący system planowania przestrzennego),
- 3) rezygnacji z regulowania próbnej eksploatacji na etapie poszukiwania i rozpoznawania węglowodorów,
- 4) przesunięcia kwestii ułatwień w uzyskiwaniu zezwoleń dla pojazdów nienormatywnych, wykonujących badania sejsmiczne w ramach poszukiwania i rozpoznawania węglowodorów do ustawy „Prawo drogowe”,
- 5) zmiany zasad obliczania wysokości odszkodowania z tytułu ograniczenia prawa do nieruchomości niezbędnych na potrzeby inwestycji regulowanych ustawą,
- 6) rezygnacji z czasowego obowiązywania ustawy.

5 lutego 2015 r. zweryfikowany projekt ustawy został przekazany do Komitetu Stałego Rady Ministrów. Po posiedzeniu, które odbyło się 19 lutego 2015 r., komitet zalecił ministrowi skarbu państwa opracowanie nowego projektu, uwzględniającego przyjęte na posiedzeniu uwagi, a także przedstawienie informacji na temat zgodności poprawionego projektu z Konstytucją RP i proponowanego harmonogramu prac.

Na tej podstawie 22 kwietnia 2015 minister skarbu państwa przyjął nową wersję projektu ustawy węglowodorowej. W stosunku do poprzednich wersji projekt uwzględnia następujące istotne modyfikacje, wynikające z uzgodnień z Rządowym Centrum Legislacji:

- 1) doprecyzowanie definicji inwestycji związanych z wydobywaniem oraz transportowaniem węglowodorów w zakresie dotyczącym infrastruktury niezbędnej do ich obsługi oraz prawidłowego funkcjonowania – podkreślono związek technologiczny takiej inwestycji z wydobywaniem węglowodorów ze złóż,
- 2) modyfikację uprawnień właścicieli lub użytkowników wieczystych nieruchomości sąsiadujących z nieruchomościami objętymi decyzją o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie wydobywania czy transportowania węglowodorów (nieograniczone czasowo prawo do żądania odkupu takiej nieruchomości przez inwestora),
- 3) powrót do koncepcji czasowego obowiązywania ustawy, z uwagi na potrzebę ograniczenia terminowego ingerencji w konstytucyjnie chronione prawa obywateli (zgodnie z projektem, ustawa przestanie obowiązywać 1 czerwca 2030 r.).

Powyższy projekt został już uzgodniony przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego. Wciąż jeszcze uwagi do projektu wnoszą ministrowie infrastruktury i rozwoju oraz środowiska (uwagi te dotyczą m.in. – z jednej strony – definicji, szczególnie relacji między inwestycjami w zakresie wydobywania a inwestycjami w zakresie transportowania węglowodorów, a z drugiej – kwestii *stricte* proceduralnych – nakładania kar na organ opóźniający się z wydaniem decyzji, możliwości złożenia odwołania od decyzji odszkodowawczej oraz uzgadniania lokalizacji inwestycji z właściwym zarządcą drogi). Minister administracji i cyfryzacji zgłosił ponadto potrzebę konsultacji tekstu ustawy z wybranymi wojewodami.

Projekt ustawy węglowodorowej, zgodnie ze stwierdzeniem zawartym w uzasadnieniu do projektu, nie podlega procedurze notyfikacji w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych. Będzie on zatem jeszcze przedmiotem prac Komisji Prawniczej i dopiero wówczas, po przyjęciu przez Radę Ministrów, może zostać skierowany do Sejmu. Biorąc pod uwagę kalendarz prac Sejmu obecnej kadencji i zbliżające się wybory parlamentarne, uchwalenie tej ustawy przed jesienią wydaje się mało prawdopodobne.

Kolejnym aktem prawnym, przygotowywanym w ramach pakietu regulacji dotyczących działalności związanej z działalnością w zakresie poszukiwania, rozpoznawania, wydobywania i transportowania węglowodorów (do których obok ustawy węglowodorowej można zaliczyć także ustawę z 25 lipca 2014 r. o specjalnym podatku węglowodorowym oraz ustawę z 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy „Prawo geologiczne i górnicze” oraz niektórych innych ustaw, dotyczącą m.in. obowiązku uzyskiwania koncesji na działalność w zakresie poszukiwania i rozpoznawania złóż węglowodorów oraz wydobywania węglowodorów ze złóż), jest rozporządzenie w sprawie przetargu na udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złóż, a także koncesji na wydobywanie węglowodorów ze złóż, którego projekt przyjęty został 9 czerwca 2015 r. przez ministra środowiska i obecnie znajduje się na etapie uzgodnień międzyresortowych w Komitecie Stałym Rady Ministrów. Potrzeba wydania tego rozporządzenia wynika z uchwalenia przywołanej powyżej ustawy o zmianie ustawy „Prawo geologiczne i górnicze”, a także z uwagi na konieczność pełnego wdrożenia do polskiego systemu prawnego postanowień dyrektywy 94/22/WE z 30 maja 1994 r. w sprawie warunków przyznawania i korzystania z zezwoleń na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów, zgodnie z którą udzielanie zezwoleń na tego typu działalność powinno się odbywać w drodze przetargu, z zachowaniem niedyskryminujących zasad i kryteriów².

Autorzy są prawnikami kancelarii Wawrzynowicz i Wspólnicy sp.k.

¹ Zgodnie z uzasadnieniem do projektu ustawy węglowodorowej z 22 kwietnia 2015 r.

² Zgodnie z uzasadnieniem projektu rozporządzenia w sprawie przetargu na udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złóż, a także koncesji na wydobywanie węglowodorów ze złóż z 9 czerwca 2015 r.

Zmienia się krajowy rynek gazu ziemnego

Rozmowa z
Maciejem Bando, prezesem
Urzędu Regulacji Energetyki



Corocznie w połowie roku URE dokonuje podsumowania funkcjonowania rynku energii w Polsce w minionym roku. Jaki był rok 2014 na rynku gazu ziemnego?

W 2014 r. obserwowaliśmy stopniowy rozwój hurtowego rynku gazu ziemnego w Polsce, głównie związany z funkcjonowaniem tzw. obliga giełdowego. Obowiązek ten w zeszłym roku wynosił 40% gazu wprowadzonego do sieci, natomiast obrót hurtowy na krajowym rynku – czyli sprzedaż gazu realizowana w kontraktach dwustronnych do spółek obrotu oraz sprzedaż poprzez giełdę gazu – stanowił 36% zużycia krajowego. W obrotach tym aktywnie uczestniczyło 59 przedsiębiorstw spośród 141 firm posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi.

Sprzedaż i zakup paliw gazowych na polskim rynku gazu – podobnie jak w przypadku energii elektrycznej – odbywa się przede wszystkim na giełdzie towarowej prowadzonej przez TGE SA.

Uczestnikami rynku giełdowego są głównie przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz duzi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po zawarciu stosownej umowy z TGE, stając się członkami giełdy, lub za pośrednictwem domów maklerskich. W czterech kwartałach 2014 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A. dostarczone 44 619 144 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 102,17 zł/MWh. W tym okresie kontrakty zawarte zostały na wolumen 5 386 123 MWh na rynku spot i 105 074 954 MWh na rynku terminowym. Średnia cena gazu dostarczonego w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku spot w IV kwartale 2014 r. wyniosła 114,41 zł/MWh. Na rynku terminowym w IV kwartale 2014 r. średnia cena wyniosła 109,30 zł/MWh.

W związku z postępującą liberalizacją rynku gazu ziemnego w Polsce, a zwłaszcza z uruchomieniem w 2012 r. giełdy

gazu, widoczny jest systematyczny wzrost liczby udzielonych koncesji na obrót paliwami gazowymi (OPG) i obrót gazem ziemnym z zagranicą (OGZ), w tym koncesji udzielonych podmiotom mającym siedzibę za granicą. Rok 2014 był kolejnym rokiem, w którym utrzymywała się tendencja wzrostowa w zakresie liczby podmiotów posiadających koncesję OPG i koncesję OGZ. Niemniej jednak, w 2014 r. liczba wniosków o udzielenie koncesji lub promesy koncesji na obrót paliwami gazowymi lub gazem ziemnym z zagranicą była mniejsza w porównaniu z liczbą wniosków złożonych w tym zakresie w 2013 r.

Rok 2014 charakteryzował się także zmianami na rynku detalicznym gazu.

W obszarze detalicznym rynku gazu w ubiegłym roku dokonała się istotna zmiana polegająca na reorganizacji sprzedaży detalicznej w ramach grupy kapitałowej PGNiG. 1 sierpnia 2014 r. działalność operacyjną rozpoczęła spółka PGNiG Obrót Detaliczny, która przejęła całą obsługę handlową klientów detalicznych w zakresie sprzedaży gazu ziemnego (z wyjątkiem dużych odbiorców przemysłowych, zużywających powyżej 2,5 mln m³). Wydzielenie nowego podmiotu z obecnej struktury PGNiG znacząco wpłynęło na zmianę struktury sprzedaży detalicznej, dzięki czemu pojawił się nowy podmiot obsługujący odbiorców końcowych, w tym gospodarstwa domowe. Udział grupy kapitałowej PGNiG SA w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych spadł i wyniósł 89,24%, podczas gdy rok wcześniej stanowił 94,42%. Pozostałe 10,76% sprzedaży gazu do odbiorców końcowych realizowane było przez inne spółki obrotu działające w kraju (5,24%) oraz przez spółki dokonujące sprzedaży gazu z zagranicy bezpośrednio do dużych odbiorców końcowych, którzy samodzielnie sprowadzili ten gaz do Polski. W minionym roku Urząd Regulacji Energetyki objął monito-

ringiem – obok GK PGNiG SA – także około dwudziestu alternatywnych sprzedawców detalicznych, których udział w wolumenie sprzedaży gazu do odbiorców końcowych na rynku detalicznym wyniósł 5,24%. Największy udział mieli: Handen Sp. z o.o. (1,09%), G.E.N Gaz Energia S.A. (0,62%) oraz Duon Dystrybucja S.A. (0,55%). Udział w sprzedaży pozostałych podmiotów nie był znaczący, ale zwiększył się w porównaniu z poprzednim rokiem. Wskazane alternatywne spółki obrotu sprzedały w 2014 r. łącznie do odbiorców końcowych 8,14 TWh gazu, przy czym największy wolumen gazu został sprzedany do odbiorców o zużyciu powyżej 2,5 mln m³.

Mimo postępującej liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce, warunki funkcjonowania podmiotów budzą liczne wątpliwości, a niektóre jego segmenty wyrażną krytykę.

Rynek detaliczny paliw gazowych podlega ciągłym zmianom w kierunku liberalizacji, jednak w dalszym ciągu istniało kilka barier, wśród których najważniejszą wymienianą przez uczestników rynku był obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych przez przedsiębiorstwa dokonujące przywozu gazu ziemnego z zagranicy. Wielkość zapasów wymagana jest na poziomie co najmniej 30-dniowego średniego dziennego przywozu tego gazu. Przedsiębiorstwo może otrzymać zwolnienie z tego obowiązku, jeżeli w ciągu roku nie przekroczy 100 mln m³. W praktyce w 2014 r. na polskim rynku nie działało żadne przedsiębiorstwo energetyczne (z wyjątkiem PGNiG SA), które dokonywało przywozu gazu na potrzeby obrotu w ilości wyższej niż objęta takim zwolnieniem. Alternatywni sprzedawcy zwracali uwagę, że konieczność uwzględnienia kosztów utrzymywania zapasów obowiązkowych w kosztach pozyskania paliwa gazowego uniemożliwiałaby im zaoferowanie gazu ziemnego na rynku krajowym na warunkach bardziej atrakcyjnych niż taryfa przedsiębiorstwa zasiedziałego.

Jako kolejną barierę wskazywano brak możliwości sprostanienia wymogom prawnym w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu, które zobowiązują przedsiębiorstwa energetyczne do ograniczenia do 70% udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej ilości gazu importowanego w danym roku. Treść tych przepisów, przyjętych w 2000 r., nie jest dostosowana do obecnych uwarunkowań rynkowych i nie bierze pod uwagę istniejących obecnie możliwości technicznych pozyskania gazu z alternatywnych kierunków. Ponadto, uczestnicy rynku zwracają uwagę na problem wysokiej koncentracji obrotu giełdowego i detalicznego oraz stosowane przez PGNiG w umowach na rynku detalicznym długoterminowe zobowiązania kontraktowe do zakupu gazu (tzw. klauzule *take or pay*). Zgodnie z ustawą o ochronie konkurencji i konsumentów, w przypadku nadużywania pozycji dominującej na rynku, prezes UOKiK może wydać decyzję o uznaniu praktyki za ograniczającą konkurencję i nakazującą zaniechanie jej stosowania oraz nałożyć na przedsiębiorstwo nadużywające pozycji dominującej sankcję w postaci kary pieniężnej. W ostatnich latach prowadzonych było kilka postępowań antymonopolowych w odniesieniu do PGNiG. W wyniku tych postępowań nałożone zostały zobowiązania do zmian w umowach kompleksowych, które mają ułatwić odbiorcom zaopatrywanym przez PGNiG wypowiedzenie zawartej umowy, zmianę sprzedawcy

lub odsprzedaż paliwa gazowego. Decyzje te zostały pozytywnie odebrane przez uczestników rynku, jednak niezakończony proces ich wdrożenia powoduje, że w dalszym ciągu brak było widocznych zmian na detalicznym rynku gazu.

Czy likwidacja wskazanych blokad rozwoju rynku może przyczynić się do zwiększenia roli gazu ziemnego w polskim *energy mix*?

Niewykluczone. Trzeba podkreślić przecież, że dostęp do wysoko wydajnych technologii nie stanowi dziś bariery rozwoju konkurencyjnego rynku gazu ziemnego. Dostępne są wysokosprawne technologie produkcji energii elektrycznej i ciepła z wykorzystaniem gazu ziemnego. Ale – moim zdaniem – główną barierą ograniczającą wykorzystanie tych technologii jest relacja pomiędzy cenami węgla kamiennego i brunatnego, cenami energii elektrycznej i cenami gazu ziemnego.

1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy gazu uzyskali prawo do swobodnego wyboru i zmiany sprzedawcy. Czy chętnie z tego prawa wyboru korzystamy?

Liczba zmian sprzedawcy to prosty, ale miarodajny miernik rozwoju konkurencyjnego rynku gazu. Obserwujemy wyraźny wzrost liczby odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy w latach 2011–2014, zwłaszcza w samym 2014 r. W 2011 r. odnotowano jedynie kilka przypadków zmiany sprzedawcy, w 2012 r. ich liczba zwiększyła się do 210, w 2013 r. – do 429, natomiast liczba zmian od początku ich monitorowania do końca 2014 r. wyniosła już 7007. Warto odnotować, że na 7 tysięcy zmian sprzedawcy, dokonanych do końca 2014 r., zdecydowana większość dotyczyła odbiorców z grup taryfowych W1-4, czyli głównie odbiorców w gospodarstwach domowych. Taki stan rzeczy może być spowodowany intensyfikacją w ostatnim czasie przez niektórych alternatywnych sprzedawców kampanii sprzedażowo-reklamowych, dedykowanych tej grupie odbiorców. Istotnym czynnikiem wspierającym wzrost liczby zmian sprzedawcy na rynku gazu jest fakt, by OSD posiadał możliwie największą liczbę podpisanych umów o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego (umów ramowych). Umowy ramowe, zawierane pomiędzy operatorem a sprzedawcą, warunkują prowadzenie przez sprzedawcę paliwa gazowego działalności na terenie danego OSD. Co za tym idzie, aby istniała możliwość zmiany sprzedawcy przez odbiorcę przyłączonego do sieci OSD, musi on mieć podpisaną umowę o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego z tym operatorem. Umowa ta określa warunki funkcjonowania sprzedawcy na terenie operatora oraz jego współpracy z tym operatorem. Z końcem 2014 r. 80 sprzedawców miało zawarte ważne umowy z OSP, w tym 46 posiadało również umowy z OSD. Należy podkreślić, że w związku z wejściem w życie od 1 stycznia 2014 r. nowej IRIESD PSG Sp. z o.o. oraz z uwagi na wprowadzenie jednego obszaru dystrybucyjnego dla każdego rodzaju paliwa gazowego, zastępującego dotychczasowe obszary dystrybucyjne, sprzedawcy dostosowali dotychczasowe umowy do przesłanego im przez OSD nowego wzorca umowy dystrybucyjnej. Podpisanie przez sprzedawców nowych umów umożliwiło im świadczenie swoich usług na terenie całej Polski.

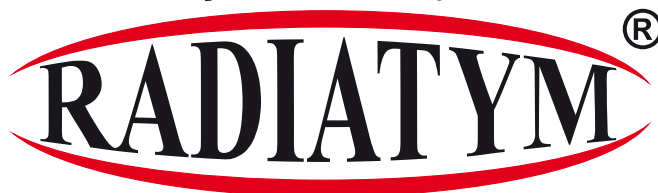
Rozmawiał **Adam Cymer**

Kompensatory liniowe firmy RADIATYM nagrodzone złotym medalem

Złotym medalem został nagrodzony nowy produkt firmy **RADIATYM** Sp. z o.o., jakim jest kompensator liniowy typu KLR. W 2014 r. firma wygrała przetarg na dostawę 170 sztuk kompensatorów liniowych typu KLR do zabudowy podziemnej dla firmy **GAZ-SYSTEM S.A.**, które docelowo zostaną zainstalowane na budowie nowego rurociągu DN 300 relacji Polkowice-Żary.

Kompensatory produkowane przez firmę **RADIATYM** przeznaczone są do kompensacji rozszerzalności liniowej rurocią-

rok założenia: 1979



RADIATYM®

gów na terenach, na których mogą wystąpić przemieszczenia lub osunięcia gruntu wskutek np. szkód górniczych. Zastosowanie znajdują również na rurociągach, na których występuje zmienna temperatura medium, na terenach spadzistych i na przyczółkach mostowych.

Dla standardowego wykonania przewidziano zakres średnic od DN100 do DN1000, maksymalne ciśnienie pracy MOP100 (10 MPa) oraz zakres temperatury pracy od -30°C do +50°C.

Kompensatory typu KLR produkowane są w dwóch wariantach – do zabudowy naziemnej oraz podziemnej. Nie wymagają dozoru i okresowej konserwacji.



Zasuwa klinowa typ S43.3

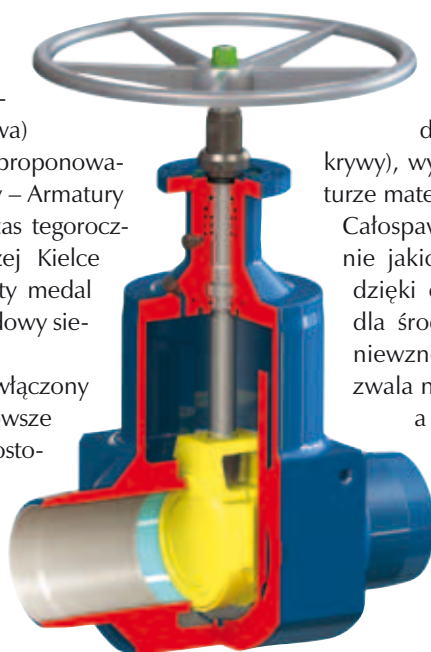


ARMATURY®
Group

Zasuwa klinowa typ S43.3 z obudową całospawaną (korpus + pokrywa) to jedno z nowatorskich rozwiązań proponowanych przez czeskiego producenta armatury – ArmatURY Group a.s., które znalazło uznanie podczas tegorocznej VIII edycji Targów Techniki Gazowniczej Kielce EXPO-GAS 2015. Zasuwa otrzymała złoty medal w kategorii „Urządzenia i elementy do budowy sieci gazowych”.

Produkt został zaprojektowany oraz włączony na stałe do produkcji z uwagi na najnowsze wymagania klientów oraz konieczność dostosowania się do spełnienia wymogów obowiązujących norm (PN-EN 14141).

Dzięki zastosowaniu korpusu wykonanego z odkuwki znacznie wzrosły właściwości mechaniczne zasuw, a co za tym idzie – trwałość i bezpieczeństwo.



Wiele rygorystycznych badań, którym poddawany jest materiał obudowy (korpusu, pokrywy), wyklucza do minimum obecność wad w strukturze materiału.

Całospawana obudowa zasuw eliminuje powstawanie jakichkolwiek wycieków medium na zewnątrz, dzięki czemu zasuw te są niezwykle bezpieczne dla środowiska. Na skutek zastosowania trzpienia niewznoszącego kompaktowa budowa zasuw pozwala na instalacje w miejscach trudno dostępnych,

a zastosowany bezobsługowy system uszczelnienia powoduje, iż jest ona wyjątkowo praktyczna w użytkowaniu. Stosunek jakości wykonania do ceny sprawia, że zasuw S43.3 budzą coraz większe zainteresowanie wśród klientów ArmatURY Group a.s.



ARMATURY GROUP A.S. to wiodący czeski producent armatury przemysłowej, którego początki sięgają końca XX wieku i są ściśle związane z pięćdziesięcioletnią historią produkcji armatury w regionie Hlučín.

Połączenie wieloletniego doświadczenia oraz nowoczesnej myśli technicznej przyniosło bardzo dynamiczny rozwój, którego następstwem jest obecność naszych produktów na rynkach całego świata.

Oferowana przez nas armatura stosowana jest między innymi w przemyśle:

- energetyki jądrowej i konwencjonalnej
- gazowniczym
- petrochemicznym
- hutniczym.

Nasze produkty są ciągle ulepszone i dostosowywane do zmieniających się wymagań. Ich jakość i pewność działania potwierdzona jest wynikami badań w ekstremalnych warunkach pracy, między innymi:

Gazprom 2-4.1-212-2008, Ruhrgas KN250-009.

Generalnym przedstawicielem w Polsce jest firma ARMA-POL mająca siedzibę w Brzeszczach.

GENERALNY PRZEDSTAWICIEL

ARMA-POL
ARMATURA PRZEMYSŁOWA

P.R.U.H. ARMA-POL SKULHA R. PŁOTNICKI
ul. Nosala 1
32-620 Brzeszcze
tel. /32/ 737 44 88

Nawanianie nowej generacji

Robert Aszkiełowicz – cGAS controls

„Nowa definicja nawaniania – wszystko z jednej ręki” to nowy autorski program opracowany przez firmę cGAS controls, który ma na celu optymalizację kosztów działalności operacyjnej, przy jednoczesnym podniesieniu standardów jakościowych i środowiskowych.

Innowacyjność przez doświadczenie

W cGAS controls wierzymy, że tylko długotrwałe i kompleksowe relacje z klientami pozwalają zapewnić prawdziwe bezpieczeństwo. Są one również podstawą do stałej optymalizacji procesów poprzez szukanie coraz to nowszych i efektywniejszych metod. Jednym z takich kompleksowych rozwiązań jest stworzony przez nas program „Nowa definicja nawaniania – wszystko z jednej ręki”.

Dzięki całościowemu podejściu oraz ścisłej, długoletniej współpracy z naszymi partnerami biznesowymi udało się opracować nowe rozwiązanie dotyczące całego łańcucha procesu dostawy nawaniacza i zatłaczania zbiorników, począwszy od zakupu, poprzez transport, magazynowanie, logistykę, napełnianie, utylizację, neutralizację i infrastrukturę łącznie z nawalniami i serwisem.

Jakość wyróżniona

Jednym z elementów programu jest specjalistyczna przyczepa do dystrybucji środka nawaniającego ODORSMARTLINE™, która została wyróżniona Medalem Targów Kielce za najlepszy produkt prezentowany na EXPO-GAS Kielce 2015.

Przyczepa jest wyposażona w zbiornik o pojemności całkowitej 1000 l, dzięki czemu podczas jednego wyjazdu można obsłużyć znacznie większą liczbę nawalniami i zatankować aż do 900 litrów środka nawaniającego. W ten sposób ograniczona jest liczba pojedynczych wyjazdów i osobodni potrzebnych na zatankowanie takiej samej ilości nawaniacza w sposób tradycyjny. Zbiornik podlega pod Transportowy Dozór Techniczny, a transporty odbywają się zgodnie z obowiązującymi wymaganiami ADR (Umowa Europejska Dotycząca Międzynarodowego Przewozu Drogowego Towarów Niebezpiecznych). Jest to bardzo istotne nie tylko w związku z bezpieczeństwem, ale również ze względu na ewentualne konsekwencje cywilnoprawne oraz wizerunkowe zarówno dla dostawcy, jak i klienta.

Ułatwienie procesu

Tradycyjne ciśnieniowe metody przetłaczania nawaniacza z mniejszych beczek są bardzo czasochłonne. Trzeba je najpierw załadować na samochód, przewieźć, następnie wyladować, przenieść w pobliże zbiornika nawalniami i podłączyć,

następnie ponownie odnieść i załadować na samochód – nie mówiąc o tym, że często procedurę tę trzeba powtórzyć, żeby napełnić jeden duży zbiornik.

Chcąc jak najbardziej zoptymalizować ten proces, nasi inżynierowie zainstalowali na przyczepie elektryczny układ tłoczenia nawaniacza oraz w pełni automatyczny system zwijanych i rozwijanych węży o długości 40 metrów każdy. Na wyposażeniu zaś znajdują się zestawy szybkozłączy, dopasowane do różnych przyłączy zamontowanych na zbiornikach nawalniami. Te usprawnienia pozwalają eliminować straty czasu i ryzyko ekologiczne, występujące przy ciśnieniowym napełnianiu nawaniacza.

Ekologia i bezpieczeństwo

Obok optymalizacji kosztów najważniejszymi zaletami specjalistycznej przyczepy są dbałość o ekologię i bezpieczeństwo pracowników. Wąż zatłaczający nawaniacz został wykonany z podwójnego płaszczu. Pomiar ciśnienia między tymi płaszczami umożliwia stałe kontrolowanie szczelności wnętrza przewodu, co pozwala na natychmiastowe wykrycie ewentualnego wycieku nawaniacza, zanim przeniknie on do środowiska zewnętrznego.

Zamknięty układ napełniania zbiorników nawalniami odprowadza opary środka nawaniającego ze zbiornika napełnianego do głównego zbiornika na przyczepie, co eliminuje emisję oparów bezpośrednio do atmosfery w trakcie tankowania. Dzięki temu proces nie wymaga stosowania filtrów z węglem aktywnym. Przetłaczanie nawaniacza w układzie hermetycznym jest szczególnie istotne w przypadku nawalniami znajdujących się w pobliżu terenów gęsto zaludnionych. Na ten atut, polegający na całkowitej bezwonnosci procesu tankowania, zwracali szczególną uwagę specjaliści ze spółek dystrybucyjnych, którzy mieli już okazję brać udział w zatłaczaniu nawaniacza tradycyjną metodą oraz metodą oferowaną przez cGAS.

Dokładność oraz wygoda

Ponadto, w tradycyjnej metodzie tankowania najczęściej stosowaną metodą pomiaru i rozliczenia ilości zatankowanego nawaniacza jest pomiar ciężaru zbiornika przed i po tankowaniu – jest to uciążliwe, czasochłonne i mniej dokładne. W przypadku nawalniami ze zbiornikami ciśnieniowymi nie ma natomiast możliwości pomiaru ciężaru zbiornika – ilość zatłoczonego nawaniacza do zbiornika jest oceniana tylko na podstawie niewykalibrowanej biurety pomiarowej.

Natomiast w przypadku rozwiązania cGAS pomiar tłoczonego nawaniacza jest monitorowany poprzez dokładny przepływomierz masowy. Całość procesu obsługiwana jest w pełni automatycznie, a system sterowania i wydruku generuje dokładne raporty z tankowania dla klienta.



**Innowacyjność
dzięki Partnerstwu**



Neutralizacja środka nawaniającego THT

- rzeczywista neutralizacja zapachu
- neutralizacja wycieków
- przygotowanie zbiorników i innych urządzeń do utylizacji

Potencjał rozwojowy polskiego rynku gazu

Leszek Juchniewicz

Pod takim tytułem przebiegała konferencja towarzysząca VIII Targom Techniki Gazowniczej Expo-Gas 2015, które odbyły się 22–23 kwietnia 2015 roku w Kielcach. Na merytoryczny program konferencji złożyło się 5 prezentacji, dyskusja panelowa poprzedzona wprowadzeniem oraz pytania i wypowiedzi uczestników konferencji. Malkontenci lub sceptycy skwitowaliby takie spotkanie jako rutynowe działanie, podobne do wielu innych konferencji tego rodzaju, poświęconych szeroko rozumianemu sektorowi energii. Ale ta konferencja niewątpliwie wyróżniła się w swojej warstwie merytorycznej przede wszystkim przesłaniem i głównym leitmotiwem. Oczywiście, rzecz nie w tym, iż była to konferencja jednorodna, by nie powiedzieć – monotematyczna, poświęcona wyłącznie jednemu z nośników energii. Ta monokultura była jednak ze wszech miar uzasadniona. I *de facto* pozorna, bowiem główna myśl przewodnia dała asumpt do wglądu do całej polskiej gospodarki. Co i jak zrobić, by było w niej więcej gazu? Nad tym problemem zastanawiali się autorzy prezentacji i uczestnicy dyskusji.

Z kronikarskiego obowiązku wypada nieco przybliżyć merytoryczną stronę konferencji, a przede wszystkim sekwencję prezentacji. Z pewnością nie była ona przypadkowa. Zaczęło się od zaprezentowania systemu przesyłowego gazu ziemnego jako fundamentu funkcjonowania i rozwoju rynku, nie zapominając, rzecz jasna, o bezpieczeństwie energetycznym, rozumianym jako zapewnienie nieprzerwanych dostaw błękitnego paliwa. W ślad za tym przedstawiono strategię Grupy Kapitałowej PGNiG SA w zakresie rozwoju rynku krajowego oraz – co zasługuje na słowa uznania – rozwoju sieci dystrybucyjnej jako wyrazu realizacji oczekiwań klientów. Kolejne trzy prezentacje przybliżyły poglądy ekspertów na obszary potencjalnego wzrostu wykorzystania gazu. Mowa była o ciepłownictwie, sojuszu odnawialnych źródeł energii i gazu oraz o kogeneracji systemowej i rozproszonej. Konferencję zakończyła dyskusja panelowa, w której udział wzięli autorzy prezentacji oraz gość specjalny w osobie wiceprezesa Urzędu Dozoru Technicznego. Jak to na konferencjach zwykle bywa – dyskusję panelową poprzedziło stosowne wprowadzenie, a dodatkowo moderator dyskusji stworzył uczestnikom możliwość włączenia się do niej.

Merytoryczną stronę prezentacji należy ocenić pozytywnie i jako profesjonalną, zaś zasób informacji w nich zawarty – wystarczający dla udokumentowania stawianych tez, a momentami wręcz imponujący. W dodatku prezentacje komponowały się wzajemnie, dając uczestnikom konferencji spójny obraz sektora gazowego oraz jego perspektywicznych, znaczących odbiorców.

W ostatnich kilku latach zdolności przesyłowe w sieci GAZ-SYSTEMU uległy niemal podwojeniu. W 2009 roku techniczne zdolności importowe wynosiły 11,6 mld m³, w roku 2012 – 14,5 mld m³, a w 2015 – 22,4 mld m³. Plan rozwoju zakłada

przyrost długości sieci przesyłowej o 800 km do roku 2018/19 i o kolejne 1200 km do roku 2023. Oznacza to zdolność przesłania ponad 38 mld m³ już w roku 2020. To niewątpliwie imponujące wielkości, gwarantujące nie tylko rozwój krajowego rynku gazu, ale także zwiększenie roli i znaczenia Polski dla rozwoju regionalnego rynku gazu w Europie Środkowo-Wschodniej. Zresztą z takim zamiarem ta sieć przesyłowa jest rozwijana, z uwzględnieniem interkonektorów i terminalu LNG. Wystarczy porównać przewidywane zużycie gazu w Polsce w wysokości ok. 19 mld m³ w 2020 roku (przy dzisiejszym zużyciu na poziomie ok. 14 mld m³) z dwukrotnie większymi niż to planowane zużycie – zdolnościami przesyłowymi. Generalnie jednak, chodzi o uniezależnienie się od jednego kierunku dostaw, postępującą dywersyfikację i rozwój krajowego konkurencyjnego rynku gazu, a pojemna ponad zużycie własne infrastruktura przesyłowa, być może, pozwoli zarabiać na rynku regionalnym.

Na ile jednak wykorzystamy tę infrastrukturę przesyłową na rynku krajowym – zależy głównie od popytu odbiorców końcowych, zużywających gaz do celów komunalno-bytowych, grzewczych i produkcyjno-technologicznych. Pomiędzy nimi zaś i systemem przesyłowym działa m.in. Grupa Kapitałowa PGNiG SA, do niedawna niekwestionowany monopolista na rynku gazowym w Polsce. Zdaniem PGNiG SA, czyli samych zainteresowanych, udział tej spółki w imporcie gazu ma wyraźnie tendencję malejącą, co jasno dowodzi, iż w dobie postępującej liberalizacji rynku gazu PGNiG SA straciło już pozycję monopolistyczną w obrocie gazem. Osobiście mam sporo wątpliwości co do słuszności tej konstatacji. Prawdą jest, iż w okresie minionych dwóch lat, od stycznia 2013 do stycznia 2015 roku, udział PGNiG SA w imporcie gazu spadł z 92% do niespełna 80%. Gdyby jednak zastosować jakikolwiek miernik koncentracji w odniesieniu do sektora gazownictwa w Polsce, chociażby najbardziej znany wskaźnik Herfindahla-Hirschmana, to taki pomiar dałby następujący rezultat: nadal mamy do czynienia z monopolistyczną pozycją rynkową PGNiG SA, tyle że obserwujemy początki demonopolizacji i liberalizacji rynku. I taka konkluzja jest znacznie bardziej uprawniona, bowiem odpowiada stanowi faktycznemu, a nie deklarowanemu. Jednocześnie trudno oprzeć się wrażeniu, iż rozłożenie tego procesu w czasie dorównującym polskiej transformacji systemowej (a tyle mnie więcej trwa demonopolizacja sektora gazowego w Polsce) jest nie tyle „oczywistą oczywistością”, co rezultatem od dawna oczekiwanym i przez to odbieranym jako ogromnie spóźniony.

W dodatku PGNiG SA jest nie tylko stroną kontraktu jamalskiego, zapewniającego średniorocznie Polsce ok. 9 mld m³ gazu, ale 100-procentowym właścicielem Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. – operatora sieci dystrybucyjnych, stroną kontraktu katarskiego o charakterze zasadnej dywersyfikacji kierunków dostaw

gazu do Polski oraz dysponentem 2/3 zdolności regazyfikacyjnych terminalu LNG, a także 100-procentowym właścicielem PGNiG Obrót Detaliczny (Sp. z o.o.) oraz Operatora Systemu Magazynowego (Sp. z o.o.), dysponującego ok. 2,5 mln m³ pojemności magazynowej. To wszystko sprawia, iż rozwój rynku gazu w Polsce *de facto* jest zdeterminowany przez funkcjonowanie PGNiG SA. Rzecz jasna, ogromne znaczenie dla rynku mają unijne i krajowe regulacje prawne, ale GK PGNiG SA ma na rynku gazu szczególną pozycję i bez fałszywej skromności może twierdzić: nic o rynku bez nas.

Wystarczy popatrzeć na wybrane dane. Sprzedaż gazu odbiorcom detalicznym – 9,6 mld m³, na ogólną wielkość zużycia gazu w kraju w ostatnich latach – około 13,0–14,5 mld m³, w większości także zaspokajanych przez PGNiG SA). Właściciel i dysponent ok. 2,6 mln sztuk przyłączy, podczas gdy inni dostawcy posiadają ich 38,4 tys. sztuk. Zaledwie. W ujęciu procentowym ma to jeszcze bardziej dosadną wymowę. 98,5% przyłączy gazowych w Polsce stanowi własność Polskiej Spółki Gazownictwa, do której należy także sieć dystrybucyjna długości ok. 173 400 km. Wygląda to wszystko imponująco.

Można odnieść wrażenie, a właściwie mieć całkowitą pewność, iż PGNiG SA jest w stanie pozyskać (zakupić, wydobyć, zregazyfikować) i dostarczyć swoimi sieciami niemal każdą ilość gazu pod jednym warunkiem – że będzie miał kto to kupić. I to jest nie tylko zasadniczy, ale niemal „odwieczny” problem. I nie samego PGNiG, co całej polskiej gospodarki. Od początku naszej transformacji czyniło się kolejne założenia, że zużycie gazu znacząco wzrośnie. W prognozach pojawiały się wielkości mogące przyprawić o zawrót głowy. Dość powiedzieć, że w scenariuszach zużycia tego paliwa na rok 2010 pojawiły się wielkości około 22–45 mld m³. Komentarz jest w tym przypadku niepotrzebny, ale zasadne wydaje się pytanie: dlaczego kolejny raz marzy nam się wzrost zużycia gazu w Polskiej gospodarce i czy tym razem mamy na to rzeczywistą szansę?

Zdaniem dr. Macieja Bukowskiego, szefa Warszawskiego Instytutu Studiów Ekonomicznych, obecnie w Unii Europejskiej zaistniały trzy zasadnicze grupy czynników determinujących politykę klimatyczno-energetyczną naszego ugrupowania, co w konsekwencji stworzy bądź wręcz wymusi większe możliwości wykorzystania gazu w polskiej gospodarce. Po pierwsze – obserwujemy coraz większe przekonanie i determinację wśród politycznych liderów Europy odnośnie do tendencji i poziomu zmian światowego klimatu. Globalne ocieplenie staje się niekwestionowanym faktem. Po drugie – coraz większą wagę przywódcy europejskich krajów członkowskich przywiązują do bezpieczeństwa energetycznego, uzależnionego w dużym stopniu od dostaw nośników energii z krajów niedemokratycznych, o niestabilnej sytuacji politycznej, o nieprzewidywalnym zachowaniu na arenie międzynarodowej. I – po trzecie – niewątpliwie jesteśmy naoczniymi świadkami przyspieszonego rozwoju technologii odnawialnych źródeł energii, co z kolei sprzyja multiplikowaniu instalacji wytwarzających „zieloną” energię.

Powyższe okoliczności, z myślą o bezpieczeństwie energetycznym, zachęcają, a nawet wręcz wymuszają przebudowę własnych strategii energetycznych, w coraz większym stopniu opartych na paliwach ekologicznych, OZE, przy jednoczesnym odchodzeniu od tradycyjnych, wysokoemisyjnych paliw kopalnych. Podejmowana dywersyfikacja kierunków dostaw gazu, wzrost zainteresowania poszukiwaniami gazu łupkowego, rozbudowa terminali LNG, a tak-

że szybki rozwój OZE, są realnym potwierdzeniem tej reorientacji w polityce energetycznej krajów członkowskich. Nie bez znaczenia jest także groźba unijnych sankcji za niedotrzymanie celów ilościowych wyznaczonych przez UE. Choć brzmi to nieco paradoksalnie – jest to istotny czynnik mobilizacyjny. Mieliśmy już możliwość przekonać się, iż nieuchronność sankcji powoduje znaczną aktywizację w przyspieszeniu wielu zmian legislacyjnych umożliwiających realizację celów polityki energetyczno-klimatycznej UE.

Zdaniem ekspertów uczestniczących w konferencji, przed nami – ze względu na wskazane wyżej uwarunkowania i przesłanki – nowe możliwości zwiększenia zastosowania gazu w polskiej gospodarce. Jako szczególnie predestynowane obszary eksperci wskazują elektroenergetykę i ciepłownictwo.

W pierwszym przypadku rzecz w rozwoju OZE, któremu powinno, w opinii eksperta, towarzyszyć większe niż dotychczas zastosowanie wysokosprawnych gazowych źródeł wytwarzania energii elektrycznej. Skoro produkcja OZE będzie rosła, to wymagać to będzie rozbudowy tzw. źródeł je rezerwujących. Na wypadek braku słońca lub wiatru. Dodatkowo trzeba uwzględnić wymagania regulacyjne Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, a źródła gazowe są tu wręcz niezastąpione. Innymi słowy – mamy lub możemy mieć do czynienia ze szczególnie pożądanym układem sprzężonym. Źródła gazowe pozwolą na rozwój OZE, ten zaś z kolei sprzyjać będzie szerszemu zastosowaniu źródeł gazowych. Oczywiście, najbardziej pożądanym rodzajem źródeł gazowych byłyby źródła kogeneracyjne, zarówno systemowe, jak i rozproszone. Rzecz jednak w tym, iż podstawowym produktem dla tego rodzaju źródeł jest ciepło użytkowe, dla którego znaleźć zastosowanie nie jest sprawą łatwą. Wydaje się jednak, że obecne kierunki ewolucji i modernizacja ciepłownictwa coraz częściej wskazują na gaz jako paliwo przyszłości. W ciepłownictwie scentralizowanym niewątpliwie będziemy mieli do czynienia z zastępowaniem dominującego dziś węgla gazem ziemnym, czyli paliwem bardziej ekologicznym, bardziej przyjaznym i wygodnym w użytkowaniu. Tak zwana mała kogeneracja, oparta na turbinach i silnikach gazowych instalowanych bezpośrednio w miejscach odbioru energii, z powodzeniem może zastąpić scentralizowane źródła węglowe. Może. Jest na to szansa. Ale w dyskusji ekspertów, choć wiele mowy było o tym, co i gdzie, to nie padła, niestety, odpowiedź na pytanie „jak”? Jak to zrobić? Była, co prawda, mowa o zmianach w regulacjach prawnych jako niezbędnej infrastrukturze dla szerszego wykorzystania gazu, była także mowa o zmieniającym się i coraz bardziej kooperatywnym podejściu Urzędu Dozoru Technicznego do współpracy z gazownikami, ale uczucie niedosytu pozostało. Wiemy „co?”, wiemy „dlaczego?”, ale nie wiemy „jak”? Pozostaje wierzyć, że spełnią się przesłanki wskazane na początku tego felietonu i rzeczywiście zacniemy korzystać z gazu jako paliwa podstawowego – czy to w regulacyjnych źródłach systemowych czy w kogeneracyjnych źródłach rozproszonych. Pod jednym warunkiem: że będzie temu sprzyjać cena gazu. Wysoka, czyli taka jak dotychczas – radykalnie ten proces reorientacji polskiego gazownictwa, a w ślad za nim gospodarki skojarzonej i ciepłownictwa znacząco spowolni. Niska – przyspieszy. Osobiście jestem sceptykiem. Tym bardziej że niewiele dziś na temat przyszłych cen gazu możemy odpowiedzialnie powiedzieć. Pozostaje snuć przypuszczenia. Z przypuszczeń jednak trudno uczynić trwałe podstawy rozwoju i ekspansji.

Autor jest doradcą prezidenta Pracodawców RP.



TARGI EXPO-GAS 2015



1



2





1 MEDALE EXPO-GAS 2015

W kategorii: PRZYRZĄDY POMIAROWE

- Aparator Metrix S.A. za HybridSmart
- INTEGROTECH Sp. z o.o. za Gazomierz rotorowy wysokociśnieniowy FRM DN50 ANSI600 G65

W kategorii: URZĄDZENIA I ELEMENTY DO BUDOWY SIECI GAZOWYCH

- Armatura Group a.s. (P.R.U.H. ARMA-POL S. Kulka, R. Płotnicki) za Zasuwę klinową typ S43.3 DN200 PN100/NPS 8 Class 600
- Radiatym Sp. z o.o. za Kompensator liniowy typ KLR

W kategorii: INNE

- cGAS controls Sp. z o.o. za Specjalistyczną przyczepę do dystrybucji środka nawaniającego ODORSMARTLINE™

2 Odznakę Honorową

„ZA ZASŁUGI DLA ROZWOJU GOSPODARKI RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ” odebrali:

Mirosław Dobrut, Grzegorz Romanowski, Zygmunt Trąba

3 Odznakę Honorową

„ZASŁUŻONY DLA PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO” odebrali:

Robert Aszkielowicz, Sławomir Brudnik, Marek Górczyński, Kazimierz Grybowicz, Andrzej Kielak, Dorota Miecznikowska,

Kazimierz Marek Płaza, Piotr Rabstein, Paweł Szydłowski, Lech Robert Wall

4 Odznakę Honorową

„ZA ZASŁUGI DLA ENERGETYKI” odebrali:

Leon Chodera, Marta Fedoreńko, Krzysztof Grzegółka,

Andrzej Szczerbiński, Kazimierz Wądrzyk, Paweł Wilczyński, Piotr Zborowski

5 STOPNIE GÓRNICZE:

■ GENERALNEGO DYREKTORA GÓRNICZEGO III Stopnia odebrali: Piotr Bujalski, prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat,

■ DYREKTORA GÓRNICZEGO III Stopnia otrzymali:

Robert Krzyżaniak, Marian Maguliszyn, Paweł Mularczyk, Michał Rewers, Przemysław Szymt

■ DYREKTORA GÓRNICZEGO II Stopnia otrzymali:

Marcin Czub i Zbigniew Nowak

■ DYREKTORA GÓRNICZEGO I Stopnia otrzymał:

Karol Papiernik

6 ODZNAKI HONOROWE IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

odebrali:

BRĄZOWĄ:

Andrzej Buryło (SGT EuRoPol GAZ sa), Sławomir Giec (cGAS controls Sp. z o.o.)

Błażej Nowakowski (ATREM SA), Marcin Palczyński (Polskie LNG SA),

Piotr Szewczyk (Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy)

SREBRNĄ:

Piotr Haładus (ZRUG ZABRZE SA), Tomasz Olma (Firma Handlowo-Produkcyjno-Uslugowa GASLINE), Bolesław Rey (PGNiG SA), Grzegorz Rosłonek (JT Sp. z o.o.)

ZŁOTĄ:

Jan Anysz (PSG Sp. z o.o.)



Innowacje w klasycznej konstrukcji

Piotr Łuczak

W okresie ostatnich dziesięcioleci techniki pomiarowe i automatyzacja procesów należą do grupy najszybciej rozwijających się dziedzin gospodarki. Obserwując ich błyskawicznie postępującą informatyzację, można odnieść wrażenie, że poważniejsze zmiany w naszym otoczeniu lub w przyrządach, którymi się posługujemy, są możliwe już tylko przy wykorzystaniu szybszych komputerów i bardziej złożonego oprogramowania. Pojawienie się istotnych nowości w dziedzinach tak podstawowych jak mechanika, pozostaje raczej poza powszechną świadomością. Notabene coraz częściej, nawet w obszarze pojęciowym współczesnej techniki, „mechanika” jest zastępowana terminem „mechatronika”, lepiej oddającym głęboką integrację komponentów mechanicznych, elektronicznych i informatycznych w otaczających nas urządzeniach.

Dlatego we współczesnej praktyce inżynierskiej napotkane problemy mamy tendencję rozwiązywać za pomocą nowych technologii. Tak np. jedną z bolączek projektantów i użytkowników układów pomiarowych, którą był dotąd brak na rynku niedrogiego w zakupie i eksploatacji gazomierza wysokociśnieniowego o dużej zakresowości przepływu, minimalizuje się z pomocą informatyki i automatyki. Prawidłowy dobór jednego gazomierza staje się bowiem problemem, gdy roboczy zakres pomiarowy aplikacji jest na pograniczu albo dwóch wielkości gazomierzy, albo wręcz dwóch typów gazomierzy. Konieczne jest wówczas stosowanie układów dwuciągowych, np. gazomierz turbinowy G 160 lub G 400 pokrywa obszar przepływów maksymalnych, a gazomierz rotorowy – przepływy minimalne. Dodatkowo, w przypadku gazomierza turbinowego może być wymagana, ze względów formalnych lub metrologicznych, kalibracja na ciśnieniu roboczym, która generuje dodatkowy koszt kilku tysięcy euro na jeden gazomierz. Taki układ pomiarowy staje się drogi w zakupie i utrzymaniu jego własności pomiarowych.

Jak wielu pomiarowców, alternatywnego rozwiązania szukałem raczej w jakimś, jeszcze nieobecnym w Polsce, niedrogim gazomierzu ultradźwiękowym. Tym większe było moje zdziwienie, gdy w trakcie badań rynku trafiłem na firmę FMG (Flow Meter Group, Dinxperlo w Holandii), skupioną głównie na rozwoju mechaniki klasycznych gazomierzy rotorowych i turbinowych.

Wkrótce okazało się, że FMG to nie start-up nowicjuszy w branży, tylko holenderski projekt ludzi, którzy kilkanaście lat temu tworzyli trzon działu rozwoju firmy Instromet z Silvolde w Holandii, w okresie, kiedy był niezależnym producentem gazomierzy, uznawanych przez wielu pomiarowców za najlepsze w swojej klasie.

Wydawałoby się, że niewiele można wnieść nowego do tak dojrzałych konstrukcji, jakimi są współczesne GT i GR. A jednak

można. Wybitny specjalista w dziedzinie konstrukcji gazomierzy – Raymond Richards – wcześniej szef R&D w Instromet, później współzałożyciel firmy iMeter, a w końcu dyrektor techniczny i lider zespołu inżynierów FMG, doprowadził do wprowadzenia na rynek nowych rodzin gazomierzy turbinowych (FMT) i rotorowych (FMR), którymi po raz kolejny podniósł poprzeczkę i wyznaczył nowe punkty odniesienia dla branży.

Odpowiedź FMG na potrzebę rynku to rodzina dwukadłubowych gazomierzy rotorowych FMR-HP ANSI 600, o $p_{max} = 100$ bar i $Q_{max} = 650$ m³/h (G400). Poprzez zastosowanie pełnoprzepływowych zaworów *bypass* została w nich wyeliminowana podstawowa wada gazomierzy rotorowych – zatrzymywanie przepływu gazu w przypadku awarii polegającej na zablokowaniu rotorów. Modyfikując od lat uznawane za maksymalnie zoptymalizowane parametry konstrukcji mechanicznej, osiągnięto zakresowości przekraczające wyniki niskociśnieniowych gazomierzy rotorowych, sięgając do wartości nawet 1:400. Ponadto, wirniki FMR cechuje wysoka odporność na skokową zmianę przepływu, uzyskana dzięki krótkim rotorom, bardzo odpornym na ugięcia. Nowa konstrukcja wydajnego układu smarowania przekładni zapewnia jej właściwe warunki pracy w pełnym zakresie prędkości obrotowych wirników, a przy tym nie wymaga uzupełniania oleju przez okres do 10 lat. W gazomierzach FMR zastosowano także rozwiązania uniemożliwiające wpływanie na wynik pomiaru za pomocą źródeł silnego pola elektromagnetycznego. Jeśli połączymy te indywidualne zalety FMR z jeszcze jedną, typową dla gazomierzy rotorowych, jaką jest brak konieczności ich wzorcowania na ciśnieniu roboczym, otrzymamy bardzo interesujące, proste, niedrogi i trwałe rozwiązanie dla pomiarów rozliczeniowych na niedużych stacjach redukcyjno-pomiarowych wysokiego ciśnienia oraz w wielu zastosowaniach technologicznych.

Dzięki wprowadzonym przez FMG innowacjom do klasycznej konstrukcji, rotorowce serii FMR stanowią bardzo pożądane przez użytkowników uzupełnienie oferty urządzeń dostępnych na polskim rynku pomiarowym. Ich atrakcyjność w Polsce znacząco zwiększają kompetencje naszych inżynierów w zakresie wsparcia dla projektantów i użytkowników oraz logistyka, kalibracja, szkolenia i serwis, prowadzone z siedziby firmy Integrotech sp. z o.o. w Łodzi.

Szczegółowe informacje dotyczące gazomierzy FMR-HP:
e-mail: biuro@integrotech.com.pl, tel. 42 674 55 53,
www.integrotech.com.pl.

Piotr Łuczak; Integrotech sp. z o.o.:
piotr.luczak@integrotech.com.pl



SYSTEMY POMIAROWE

Projektowanie. Produkcja. Wdrażanie.
 Kompletacja. Diagnostyka.



DN100-DN1400; pmax 420 bar



DN50-DN400; pmax 100 bar



DN40-DN150; pmax 100 bar

GAZOMIERZE – ultradźwiękowe in-line (MPU) i clamp-on (FUG1010), zwęzkowe, turbinowe, rotorowe, V-cone

MSP – Modułowy System Pomiarowy:

- przeliczniki objętości gazu MSP-02-FC
- analogowe i impulsowe separatory MSP-SEP (ver. Ex i nEx)
- moduły komunikacyjne MSP-nCOM i MSP-MK (GSM, LAN, światłowód)

LEVERIAN – system pomiaru i regulacji poziomu cieczy

ARMATURA – Chiksan i WECO

partnerzy:     

Integrotech sp. z o.o. Plac Zwycięstwa 2 / bud. D; 90-312 Łódź, tel. +48 42 674 55 53, fax +48 42 674 55 85
 e-mail: biuro@integrotech.com.pl



Grupa ratowników Lotosu.

Pierwsze w historii Zawody Ratowników Górniczych

Marta Napiórkowska

20–21 maja br. w Tarnawie Dolnej PGNiG SA Oddział Ratowniczy Stacja Górnictwa Otworowego w Krakowie zorganizował pierwsze w historii Zawody Ratowników Górnictwa Otworowego o Puchar Prezesa Zarządu PGNiG SA.

W zawodach udział wzięło pięć 8-osobowych drużyn ratowniczych, złożonych z pracowników spółek Grupy Kapitałowej PGNiG oraz innych firm, w których działa zorganizowane ratownictwo górnicze. Zawodnicy zmierzyli się w trzech konkurencjach: pierwsza pomoc, praca mechanika sprzętu ratowniczego oraz konkurencja sprawnościowa.

Klasyfikacja

- I** miejsce Grupa Azoty – Kopalnie i Zakłady Chemiczne Siarki „Siarkopol” SA
- II** miejsce – PGNiG SA Oddział w Sanoku
- III** miejsce – PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze
- IV** miejsce – Exalo Drilling SA
- V** miejsce – Lotos Petrobaltic SA

W konkurencji mechaników sprzętu ratowniczego wyróżniono dwie osoby:

Wiesława Berezę – PGNiG SA Oddział w Sanoku,
Tadeusza Kosa – Grupa Azoty – Kopalnie i Zakłady Chemiczne Siarki „Siarkopol” SA.

Wszyscy uczestnicy otrzymali nagrody rzeczowe i okolicznościowe dyplomy.

Po zakończeniu zawodów przeprowadzono pokaz pracy specjalistycznego sprzętu ratowniczego, będące-



Ćwiczenia gaszenia pożaru LNG.

go na wyposażeniu oddziału RSGO w Krakowie. Zaprezentowano m.in. pracę unikatowego urządzenia (noża hydraulicznego), stosowanego w trakcie erupcji otwartej z pożarem na wiertni.

ĆWICZENIA Z OPANOWANIA ZAGROŻEŃ LNG

Ostatniego dnia Oddział RSGO przeprowadził ćwiczenia z urzeczywistnieniem zagrożeń związanych z eksploatacją LNG. Ćwiczenia zorganizowane zostały ze względu na potrzebę szkoleń w zakresie bezpieczeństwa i współpracy ze służbami Państwowej Straży Pożarnej, w obszarze opanowania rozlewów i pożaru LNG. Ćwiczenia służb ratowniczych PGNiG SA nabierają szczególnego znaczenia w związku z planowanym otwarciem terminalu gazowego w Świnoujściu oraz wynikających z tego nowych zagrożeń w zakresie bezpieczeństwa przesyłu, dystrybucji i magazynowania LNG.

W ramach ćwiczeń prawie 200 osób mogło uczestniczyć w pokazie pożaru zbiornika wypełnionego LNG.



Zdobywcy II miejsca – ekipa PGNiG SA Oddział w Sanoku.

Dotychczas takie eksperymenty przeprowadzano tylko w warunkach laboratoryjnych. Kolejnym etapem był pokaz zagrożeń kriogenicznych LNG, spalanie płynnego LNG w otwartym zbiorniku, przeprowadzenie akcji gaśniczej i bezpieczne prowadzenie prac podczas pożaru w obrębie zbiornika LNG.



Unikatowy nóż hydrauliczny, stosowany w trakcie erupcji otwartej z pożarem na wiertni.



Ratownicy z Exalo Drilling SA.



Reorganizacja jednostek terenowych

Wojciech Kietliński, Marcin Wszyński

W celu zbudowania sprawnej i jednorodnej struktury organizacyjnej służb technicznych, zapewniającej wysoką efektywność wykonywanych zadań, w ramach Programu Poprawy Efektywności przeprowadzono działania związane z kompleksową analizą dotychczas funkcjonujących jednostek terenowych w Polskiej Spółce Gazownictwa. Dokonana przez Zespół ds. Koncepcji Funkcjonowania RDG analiza wykazała znaczne rozbieżności zarówno pod względem struktur organizacyjnych badanych jednostek, poziomu zatrudnienia, zakresu wykonywanych prac, nazewnictwa, jak i ilości eksploatowanego majątku.

METODOLOGIA DZIAŁAŃ

W celu obiektywnego porównania funkcjonujących obecnie w spółce jednostek terenowych (RDG, PDG, SOS, JTES, PG, placówki – łącznie 270 jednostek) wytypowano 3 mierzalne, łatwe do zebrania oraz niepowodujące problemów w interpretacji wskaźniki, określające wielkość danej jednostki pod kątem obsługiwanego majątku sieciowego oraz mające bezpośredni wpływ na liczbę wykonywanych w niej prac:

- 1) zastępcza długość sieci,
- 2) liczba przyłączy,
- 3) liczba gazomierzy.

Zastępcza długość sieci jest to sumaryczna długość gazociągów i przyłączy wszystkich rodzajów ciśnień,

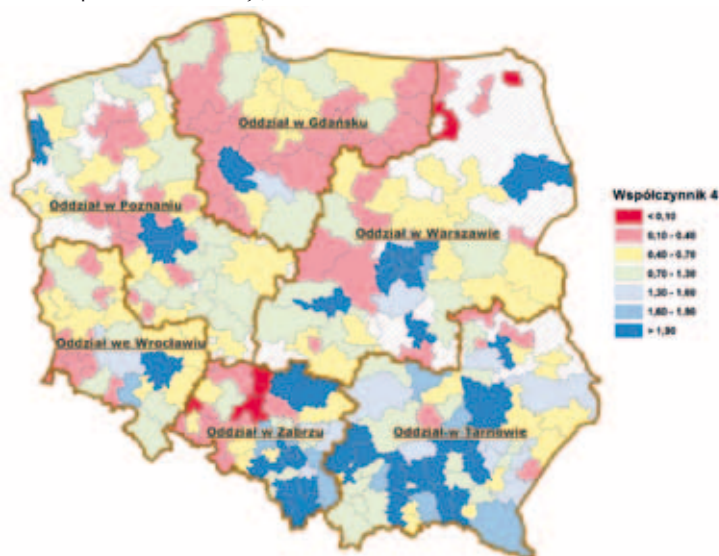
skorygowana o współczynniki uwzględniające strukturę wiekową oraz materiał, z którego sieć jest zbudowana. W przypadku liczby przyłączy wzięto pod uwagę liczbę przyłączy wszystkich rodzajów ciśnień, znajdujących się na obszarze działania danej jednostki terenowej. Natomiast liczba gazomierzy zdefiniowana została jako liczba gazomierzy miechowych, zamontowanych na sieci gazowej przypisanej do danej jednostki. Na podstawie zebranych informacji wyznaczono następujące średnie wartości dla poszczególnych wskaźników w skali spółki:

- średnia zastępcza długość sieci w jednostkach terenowych – 713 km,
- średnia liczba przyłączy w jednostkach terenowych – 10 042 szt.,
- średnia liczba gazomierzy w jednostkach terenowych – 26 188 szt.

W kolejnym kroku dla każdej jednostki terenowej obliczono trzy współczynniki odnoszące ilości eksploatowanego majątku przez daną jednostkę terenową do wyżej przedstawionych średnich wartości. Dodatkowo wyznaczony został czwarty współczynnik, będący średnią z trzech ww. współczynników, na podstawie którego został stworzony ranking wielkości jednostek terenowych. Wartość czwartego współczynnika w poszczególnych jednostkach przed i po konsolidacji przedstawiają zamieszczone mapy.

Kolorem czerwonym oznaczono najmniejsze (pod kątem obsługiwanego majątku) jednostki terenowe w spółce, zielonym – średniej wielkości jednostki, natomiast ciemnoniebieskim jednostki posiadające największy majątek. Uwzględniając powyższe założenia oraz biorąc pod uwagę położenie geograficzne i możliwość przejścia realizowanych działań przez jednostki sąsiednie, wytypowano 79 jednostek terenowych przewidzia-

Rys.1. Graficzna prezentacja czwartego współczynnika przed konsolidacją

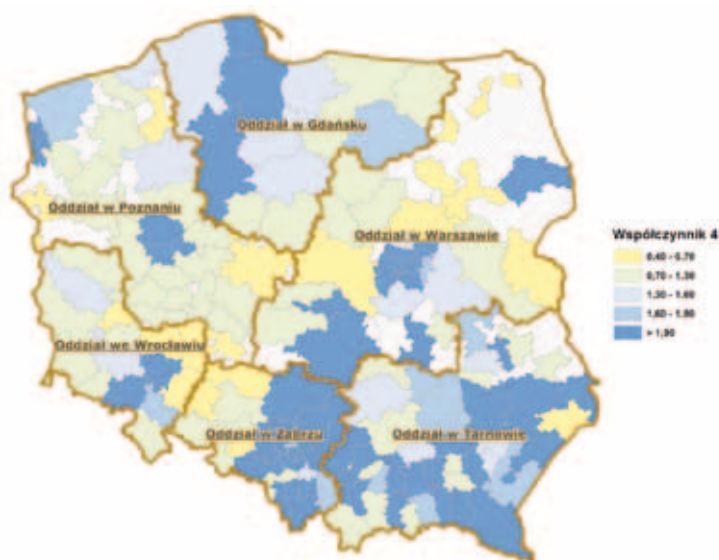


nych do konsolidacji. Dodatkowo wskazano 38 jednostek terenowych, które staną się placówkami będącymi integralną częścią RDG.

KORZYŚCI

Konsolidacja małych jednostek daje możliwość poprawy efektywności realizowanych zadań, łatwości zarządzania oraz lepsze wykorzystanie kapitału ludzkiego oraz posiadanych zasobów sprzętowych, przy zachowaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa eksploatacji sieci gazowej. Równocześnie rezultatem tych działań będzie ujednoczenie struktury organizacyjnej spółki. Z wielu rodzajów jednostek o różnych nazwach dzięki prowadzonym zmianom uzyskamy jeden rodzaj jednostki terenowej – Rejon Dystrybucji Gazu, dla którego od 1 lipca 2015 r. będzie obowiązywał jednolity regulamin organizacyjny w całej spółce. Konsolidacja jednostek terenowych przyniesie spółce korzyści ekonomiczne w postaci obniżenia kosztów utrzymania nieruchomości po zlikwidowanych jednostkach terenowych oraz związane z likwidacją stanowisk kierowniczych.

Rys. 2. Graficzna prezentacja czwartego współczynnika po konsolidacji



Nauka i branża

– wspólne działanie na rzecz rozwoju innowacji

i kształcenia wykwalifikowanej kadry – porozumienie PSG z AGH

Joanna Pilch, Paweł Filanowski

Jedną z najlepszych uczelni technicznych, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, od lat kształci studentów oraz kadry akademickie na potrzeby Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. Stała współpraca uczelni z Polską Spółką Gazownictwa, największym krajowym dystrybutorem gazu ziemnego, zapewni obu instytucjom wieloaspektowe korzyści z wymiany naukowo-technicznej, dydaktycznej oraz działalności badawczej.

Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu krakowskiej uczelni od lat stanowił zaplecze kadrowe dla jednej z byłych spółek sektora dystrybucji gazu ziemnego – Karpackiej Spółki Gazownictwa. Wśród absolwentów wydziału znajduje się wiele wybit-



nych postaci, które dziś mają wielki wpływ na rozwój branży gazowniczej. Doskonała baza dydaktyczno-szkoleniowa umożliwiła również podnoszenie kwalifikacji zawodowych pracowników spółki, zwłaszcza na studiach podyplomowych. Od tego roku współpraca

z uczelnią została poszerzona, gdyż objęła całe ogólnopolskie przedsiębiorstwo – Polską Spółkę Gazownictwa, wraz z jej sześcioma oddziałami.

10 czerwca br., podczas otwarcia XXVI Konferencji Naukowo-Technicznej DRILLING-OIL-GAS AGH 2015 w Krakowie, podpisane zostało porozumienie o współpracy naukowo-technicznej pomiędzy Polską Spółką Gazownictwa a Akademią Górniczo-Hutniczą im. Stanisława Staszica w Krakowie. W uroczystym podpisaniu uczestniczyli: prof. dr hab. inż. Andrzej Gonet, dziekan Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu, oraz Andrzej Dębogórski, członek zarządu ds. technicznych Polskiej Spółki Gazownictwa, który po podpisaniu porozumienia powiedział: – *Jesteśmy dumni, że nawiązaliśmy współpracę z jedną z najlepszych uczelni technicznych w Europie. Wspólnie będziemy mieli okazję pracować nad innowacyjnymi projektami, które w przyszłości pozwolą na unowocześnienie naszego przedsiębiorstwa i stosowanych przez nas rozwiązań. Jest to również szansa na wymianę cennych doświadczeń. Niezwykle wartościowa dla obydwu stron będzie możliwość praktyk studentów i doktorantów w naszej firmie.*

Porozumienie z uczelnią, która od lat kształci studentów na potrzeby polskiego gazownictwa, stanowi podstawę do dalszej bliskiej współpracy. Umożliwi ono stałą wymianę poglądów i wzajemnych doświadczeń, jak również rozwój innowacyjnych projektów oraz tworzenie nowych rozwiązań w zakresie dystrybucji gazu ziemnego. Pracownicy Polskiej Spółki Gazownictwa będą prowadzili wykłady z gazownictwa branżowego na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH. Jednym

z kluczowych elementów porozumienia jest również organizowanie praktyk studenckich oraz staży zawodowych w PSG dla doktorantów oraz pracowników AGH. Wymiana doświadczeń ze studentami i doktorantami przyczyni się do promocji dobrych praktyk inżynierskich oraz praktycznych zalet pracy w branży gazowniczej. Uczelnia w ramach podpisanego porozumienia będzie stanowić wsparcie dla prowadzonych analiz technicznych i technologicznych przez Polską Spółkę Gazownictwa. Wspólnie organizowane seminaria i konferencje naukowo-techniczne zapewnią wymianę doświadczeń w zakresie nowych rozwiązań stosowanych w dystrybucji gazu ziemnego oraz pozwolą na omówienie najistotniejszych kwestii branży gazowniczej.

Dodatkowo będą również cennym źródłem wiedzy pomocnej do rozwiązywania bieżących problemów branżowych oraz bazą nowatorskich projektów. Wielopłaszczyznowa współpraca obejmuje również propagowanie nowoczesnych rozwiązań techniczno-technologicznych z zakresu dystrybucji gazu ziemnego wśród studentów i absolwentów AGH oraz prowadzenie konsultacji, wykonywanie ekspertyz i ocen na rzecz spółki. Zawarte porozumienie doskonale wpisuje się w ducha czasu i aktualnych zmian na rynku energii. Poprzez wymianę informacji naukowo-technicznych i dydaktycznych, działalność badawczą oraz program kształcenia kadr, będzie ono miało realny wpływ na dalszy rozwój Polskiej Spółki Gazownictwa.

**Joanna Pilch,
Paweł Filanowski**

Nowatorskie podejście do obsługi sieci gazowej

Wojciech Kietliński, Marcin Wszyński

W chwili powstania Polskiej Spółki Gazownictwa ocena stanu technicznego elementów majątku sieciowego odbywała się na podstawie niejednorodnych reguł, różnych dla poszczególnych oddziałów PSG. Prowadzana na ich bazie kwalifikacja majątku do prac remontowo-modernizacyjnych nie była porównywalna w skali spółki, co nie dawało pewności, że środki na poprawę stanu technicznego trafią tam, gdzie w danym momencie są najbardziej potrzebne. W celu jak najlepszego wykorzystania środków przeznaczonych na modernizację i eksploatację sieci gazowej podjęto działania ujednoczające i obiektywizujące ocenę ryzyka związanego z użytkowaniem sieci gazowej, czego efektem było przyjęcie do stosowania jednolitego dla całej spółki Systemu Oceny Niezawodności Sieci Gazowej.

Niezawodność jest gwarancją właściwej pracy danego obiektu. Z niezawodnością ściśle związane jest ryzyko. Pomiędzy tymi dwoma pojęciami istnieje zależność. Im większa niezawodność obiektu, tym mniejsze ryzyko wystąpienia nieprzewidzianych zdarzeń. System Oceny Niezawodności Sieci Gazowej umożliwia przeprowadzenie analizy ryzyka eksploatowanych elementów majątku sieciowego, biorąc pod uwagę prawdopodobieństwo wystąpienia niekorzystnych zdarzeń na elementach majątku oraz skutki, jakie te zdarzenia mogą wywołać.

Oceni niezawodności poddawane są następujące elementy majątku:

- gazociągi stalowe wysokiego i podwyższonego średniego ciśnienia (z uwzględnieniem ochrony przeciwkorozyjnej),
- gazociągi stalowe średniego i niskiego ciśnienia,
- stacje gazowe.

Niezależnie od rodzaju majątku ocenie punktowej, w ramach założonych wag, poddawane są parametry w trzech poniższych grupach:

- parametry wpływające na prawdopodobieństwo wystąpienia nieprzewidzianych zdarzeń (np. stan izolacji gazociągu, korozja, rok budowy, liczba nieszczelności i awarii),
- parametry określające skutki wystąpienia nieprzewidzianych zdarzeń (np. lokalizacja przebiegu trasy gazociągu, rodzaj odbiorców, skrzyżowania i kolizje z kanalizacją techniczną),
- parametry określające łagodzenie skutków nieprzewidzianych zdarzeń (np. czas reakcji służb pogotowia gazowego, rodzaj zasilania gazociągu).

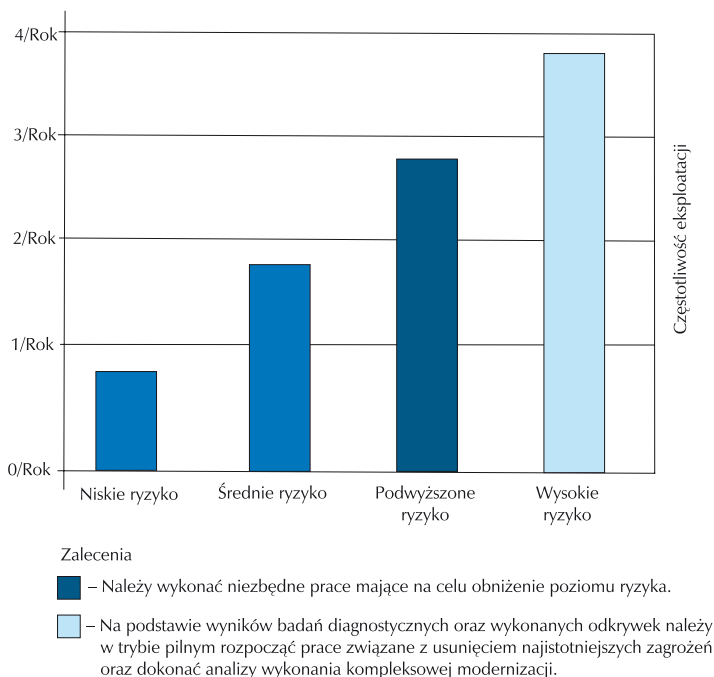
Na podstawie liczby uzyskanych punktów w poszczególnych grupach wyznaczone są cząstkowe indeksy, które wpływają na ocenę stopnia ryzyka. Następnie na podstawie odpowiednich macierzy zostaje określony poziom ryzyka danego elementu majątku sieciowego.

Ocena przeprowadzona za pomocą Systemu Oceny Niezawodności Sieci Gazowej jest obiektywna i jednolita w całej PSG, co pozwala na jednoznaczną identyfikację zagrożeń i kwalifikowanie elementów sieci gazowej do uzależnionych od poziomu ryzyka działań naprawczych (np. przeprowadzenie badań diagnostycznych, skierowanie do planu modernizacji). System umożliwia rankingowanie zadań, co pozwala na optymalne i świadome kierowanie środków na poprawę bezpieczeństwa sieci gazowej.

System Oceny Niezawodności Sieci Gazowej ma również inne, niezwykle ważne zastosowanie. Pozwala na prowadzenie eksploatacji w sposób optymalny i uwzględniający poziom ryzyka. Częstotliwość wykonywania poszczególnych prac na elementach sieci gazowej jest uzależniona od ich niezawodności (np. nowe obiekty, będące w dobrym stanie technicznym, są eksploatowane z mniejszą częstotliwością niż obiekty długo eksploatowane, znajdujące się w gorszym stanie technicznym). Takie rozwiązanie

pozwala na realizację prac eksploatacyjnych zgodnie z rzeczywistymi potrzebami poszczególnych obiektów poprzez zwiększanie częstotliwości prac na obiektach rzeczywiście wymagających wzmożonych działań i ich ograniczenie na obiektach o wysokiej niezawodności, co przekłada się na optymalizację ponoszonych kosztów na eksploatację majątku sieciowego.

Przykładowa częstotliwość eksploatacji majątku sieciowego, uzależniona od poziomu niezawodności



Nowe, jednolite dla całej PSG podejście do oceny niezawodności sieci gazowej gwarantuje poprawę bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego poprzez racjonalne kierowanie środków na modernizację oraz dostosowanie częstotliwości prac eksploatacyjnych do rzeczywistych potrzeb sieci gazowej, przy równoczesnej optymalizacji kosztów eksploatacji obiektów.

Wojciech Kietliński, dyrektor Departamentu Infrastruktury PSG Centrala Spółki,
Marcin Wyszynski, kierownik Biura Zarządzania Majątkiem Sieciowym PSG Centrala Spółki.

Dane spółki:

Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

01-224 Warszawa

ul. Marcina Kasprzaka 25

NIP: 525 24 96 411

REGON: 142739519

Kapitał zakładowy: 10 454 206 550 PLN

KRS 0000374001, Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy KRS

Inteligentne sieci gazowe (cz. 1)

Dominika Klassek, Piotr Janusz, Rafał Wittmann

Jesteśmy świadkami wielkiej reorganizacji europejskiego rynku energii. Kierunki, w których zachodzą zmiany, są wyznaczone przez długoterminowe cele polityki klimatycznej Unii Europejskiej oraz powszechny nacisk na obniżenie cen energii, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego.

Nowym kształt europejskiego rynku energii jest bezpośrednio związany z dynamicznym rozwojem technologii bezpaliwowych (energetyka wiatrowa i słoneczna). Technologie te, o niestabilnych i nieskorelowanych z profilem zapotrzebowania profilach wytwarzania, powodują destabilizację pracy systemów elektroenergetycznych. Ambitne cele europejskiej polityki energetycznej wymuszają transformację systemów energetycznych w kierunku inteligentnych, współpracujących ze sobą sieci.

„Sieć inteligentna” została zdefiniowana w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z 17 kwietnia 2013 r. (rozporządzenie TEN-E) jako sieć elektroenergetyczna, która może w sposób efektywny kosztowo integrować zachowania i działania wszystkich przyłączonych do niej użytkowników – w tym również wytwórców, odbiorców i prosumentów – w celu zapewnienia efektywnego i zrównoważonego pod względem ekonomicznym systemu energetycznego, o niskim poziomie strat, a wysokim poziomie jakości oraz bezpieczeństwa dostaw i ochrony.

Rozporządzenie TEN-E definiuje „inteligentną sieć” wyłącznie w kontekście sieci elektroenergetycznej, mimo że jego zakresem objęta jest nie tylko infrastruktura elektroenergetyczna, ale również gazowa. Przy braku wyraźnej definicji inteligentnej sieci w odniesieniu do sieci gazowej, którą w sensie formalnoprawnym należy uznać za lukę w prawie, uzasadnione jest podjęcie próby usunięcia tej luki w drodze analogii (tzw. analogia legis) w stosunku do definicji inteligentnej sieci przyjętej dla elektroenergetyki.

Mając na uwadze obowiązujące definicje, na drodze analiz obowiązujących uwarunkowań formalnoprawnych, zarówno na poziomie krajowym, jak i europejskim przyjęto, że inteligentna sieć energetyczna (ISE) zbudowana jest z podsieci, w których skład wchodzi inteligentna sieć elektroenergetyczna, inteligentna sieć gazowa, ciepłownicza i inne.

Opierając się na dostępnych definicjach oraz raportach opisujących kluczowe funkcjonalności inteligentnych sieci energetycznych, w tym zarówno inteligentnych sieci elektroenergetycznych, jak i inteligentnych sieci gazowych, sformułowano koncepcję tzw. sieci sieci, która umożliwia zarządzanie przepływami strumieni energii pomiędzy podsieciami (elektroenergetycznymi,

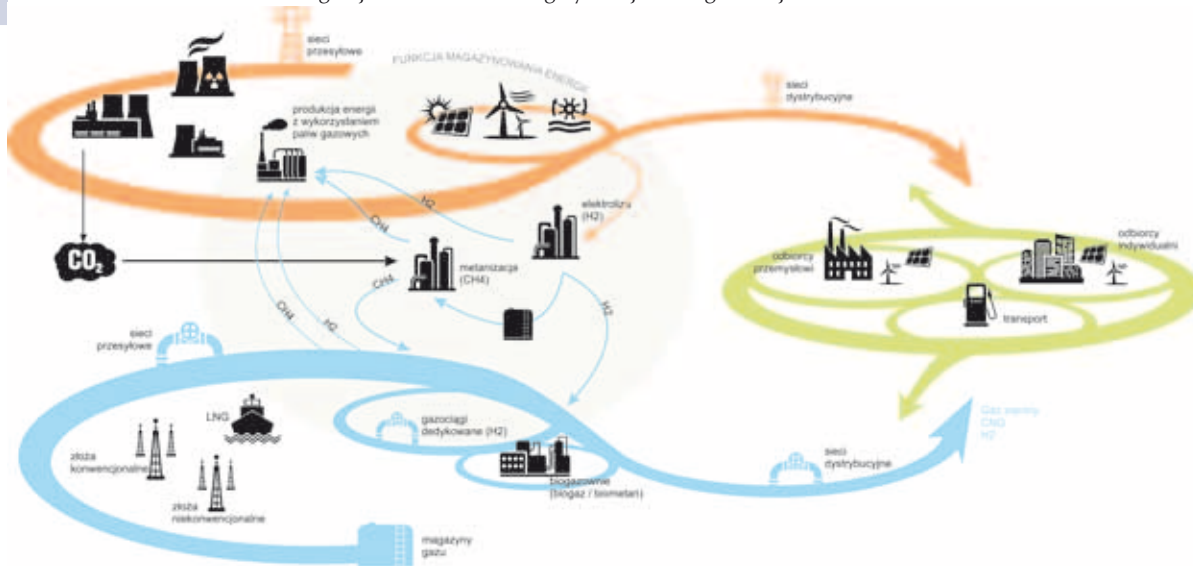
gazowymi) oraz wewnątrz tych podsieci, pozwalającymi na efektywne zarządzanie popytami energii oraz popytem na nią.

Dzięki zastosowaniu zaproponowanego podejścia, w którym ISE mają pozwalać na osiągnięcie celów wskazanych w definicji rozporządzenia TEN-E, wystarczy dla każdej podsieci energetycznej wskazać funkcjonalności, które powinny zostać rozwinięte, aby umożliwić realizację tych celów, przy uwzględnieniu specyfiki poszczególnych sieci. Takie podejście pozwala na optymalizację wykorzystania istniejących zasobów, surowców i infrastruktury, może wpłynąć na ograniczenie nakładów inwestycyjnych w przyszłości, a także na pobudzenie rozwoju technologicznego i pozwoli na realizację nadrzędnych celów politycznych poprzez umożliwienie swobodnego rozwoju sieci inteligentnych na wielu poziomach agregacji.

Zgodnie z dokumentem „Smart Grid aspects related to Gas”, opracowanym przez grupę ekspertów nr 4 w ramach Grupy Roboczej Komisji Europejskiej ds. Inteligentnych Sieci, koncepcja inteligentnych sieci gazowych oparta jest na przyszłej konwergencji i współdziałaniu systemów gazowego z elektroenergetycznym oraz ułatwieniu „inteligentnego” wykorzystania energii.

Sieci gazowe, ze względu na to, że są magazynem dużej ilości energii, której nośnikiem jest paliwo gazowe, charakteryzują się wysoką elastycznością na zmiany zapotrzebowania na energię. Natomiast sieci elektroenergetyczne nie posiadają potencjału do magazynowania energii i charakteryzują się wrażliwością na zmiany modelu zapotrzebowania. W związku z tym na rynku energii elektrycznej korzystne jest zastosowanie zróżnicowanej struktury taryf do zarządzania szczytowym zapotrzebowaniem – w celu zachęcenia konsumenta do zmiany modelu zużycia energii, podczas gdy sieci gazowe nie dają możliwości (z uwagi na akumulacyjne cechy systemu) zarządzania zużyciem gazu w czasie rzeczywistym. Jednakże potencjał magazynowy sieci gazowej może być wykorzystany jako bufor energii, który będzie redukował obciążenie sieci elektroenergetycznej podczas szczytowego zapotrzebowania.

Koncepcja inteligentnych sieci gazowych oparta jest na maksymalizacji efektywności ogólnego zużycia energii oraz pełnego wykorzystania potencjału wszystkich integralnych elementów infrastruktury gazowej.



Zgodnie ze wspomnianym dokumentem („Smart Grid aspects related to Gas”) zakłada się, że sieć gazowa może być zakwalifikowana jako „inteligentna sieć gazowa”, jeśli charakteryzuje ją co najmniej jedna z czterech wymienionych poniżej funkcjonalności.

ELASTYCZNOŚĆ

Kluczową zaletą sieci gazowych jest możliwość magazynowania energii przy użyciu różnych jej nośników. Ta cecha zapewnia elastyczność w wykorzystaniu gazu w zależności od zapotrzebowania, tzn. w zależności od pory dnia i pory roku, oraz w produkcji nośników energii, takich jak energia elektryczna, ciepło i chłód. Magazynowanie energii może się odbywać w przeznaczonych do tego instalacjach oraz przy wykorzystaniu infrastruktury sieci gazowej poprzez zmianę ciśnienia gazu w momencie, gdy nie jest on bezpośrednio pobierany.

MOŻLIWOŚĆ TRANSPORTU INNYCH NIŻ GAZ ZIEMNY PALIW GAZOWYCH

Rozważane jest wprowadzenie do sieci gazowych innych niż standardowo stosowane paliw gazowych, takich jak biometan, syntetyczny metan, gaz z pokładów węglowych oraz wodór.

Zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/EC, dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego, do ogólnych celów organu regulacyjnego należy ułatwianie dostępu do sieci, a zwłaszcza usuwanie barier, które mogłyby uniemożliwić dostęp dla gazu z odnawialnych źródeł energii.

„INTELIĞENTNE” WYKORZYSTANIE PALIW GAZOWYCH

Inteligentne wykorzystanie paliw gazowych umożliwi odbiorcom optymalizację zużycia energii oraz pozwoli na aktywne uczestnictwo w rynku energetycznym. Efektywne metody wykorzystania paliw gazowych znajdują zastosowanie również w ramach elementów infrastruktury zarządzanej przez operatorów

systemów gazowych, wykorzystywanych do celów technologicznych.

KOSZTOWO-EFEKTYWNA I BEZPIECZNA EKSPLOATACJA

Koncepcja inteligentnych sieci gazowych opiera się również na podwyższeniu poziomu bezpieczeństwa oraz usprawnieniu zarządzania siecią. W powyższym celu należy optymalizować eksploatację infrastruktury gazowej oraz zwiększyć efektywność pracy poprzez podwyższenie poziomu automatyzacji, monitoringu, bezpieczeństwa oraz opomiarowania w czasie rzeczywistym.

Na podstawie wymienionych powyżej cech i funkcjonalności inteligentnej sieci gazowej można zauważyć, że koncepcja ta znacznie różni się od koncepcji inteligentnej sieci elektroenergetycznej. Koncepcja inteligentnej sieci gazowej ma na celu stworzenie efektywnej i elastycznej interakcji pomiędzy siecią gazową a innymi sieciami energetycznymi, w tym przede wszystkim siecią elektroenergetyczną.

W celu implementacji koncepcji inteligentnej sieci gazowej konieczny jest dalszy rozwój sieci gazowej, rozumiany jako rozbudowa i modernizacja infrastruktury oraz optymalizacja zarządzania jej elementami, a także współpraca szerokiego grona interesariuszy oraz rozwój mechanizmów rynkowych, warunkujących pełne wykorzystanie potencjału sieci gazowej jako infrastruktury energetycznej.



**Operator Gazociągów Przesyłowych
GAZ-SYSTEM S.A.**
ul. Mszczonowska 4, 02-337 Warszawa
tel. (+48) 22 220 18 00
faks (+48) 22 220 16 06
www.gaz-system.pl



Światowe gazownictwo obradowało w Paryżu

Małgorzata Polkowska

W okresie od 1 do 5 czerwca 2015 roku w Paryżu odbywała się światowa konferencja gazownicza (*World Gas Conference – WGC Paris 2015*), zorganizowana przez Międzynarodową Unię Gazowniczą (IGU), połączona z wystawą firm gazowniczych z całego świata.

Światowa Konferencja Gazownicza jest najważniejszym wydarzeniem, organizowanym co trzy lata przez Międzynarodową Unię Gazowniczą. Program merytoryczny konferencji był zwieńczeniem trzech lat studiów i badań prowadzonych przez ponad 1000 profesjonalistów z branży gazowniczej z całego świata, którzy pracowali w komitetach tematycznych i zespołach roboczych. Tematyka konferencji obejmowała działalność poszukiwawczą, wydobywczą, przesyłową i dystrybucyjną gazu ziemnego oraz otoczenie makroekonomiczne i geopolityczne. WGC była okazją do dyskusji na temat przyszłości branży. Tysiące reprezentantów z firm gazowniczych i instytucji

uczestniczyło w konferencji, a towarzyszącą wystawę zwiedziło kilkadziesiąt tysięcy osób. W *WGC Paris 2015* wzięli udział delegaci z 91 krajów, reprezentując 95 procent globalnego rynku gazu. Wystawa towarzysząca *World Gas Conference* zgromadziła prawie 350 wystawców z branży gazowniczej z całego świata.

W przemówieniu inauguracyjnym 26. Światowej Konferencji Gazowniczej Jérôme Ferrier, ustępujący prezydent IGU, powiedział, że gaz ziemny nie powinien być przejściowym paliwem, ale powinien stanowić fundament światowego długoterminowego miks energetycznego. Zwrócił uwagę, że konferencja i wystawa to wyjątkowa okazja i szansa dla zjednoczenia się branży ga-

zowej z całego świata wokół idei wspólnego, zrównoważonego rozwoju dla przyjaznej planety. – *W ostatnich trzech latach starałem się umieścić gaz ziemny w centrum debaty energetycznej i przyszłości naszej planety* – powiedział. Jego zdaniem, gaz ma do odegrania ważną rolę w globalnym bilansie energetycznym, a optymalny dobór źródeł energii do produkcji energii elektrycznej opiera się na mieszance gazu ziemnego i energii odnawialnej.

Bardzo ciekawym głosem w dyskusji o przyszłości rozwoju rynku gazu okazały się wystąpienia prezesów największych firm gazowniczych z całego świata, prezentowane podczas konferencji w Paryżu.



Khalid Bin Khalifa Al Thani, prezes zarządu Qatargas, powiedział, że gaz ziemny jest dobrym rozwiązaniem dla utrzymania stabilnych i bezpiecznych dostaw energii w sytuacji, gdy niemożliwe jest korzystanie z energii odnawialnej. Podkreślił też rolę gazu ziemnego w rozwoju zrównoważonego systemu energetycznego. Jego zdaniem, większe inwestycje w gaz ziemny oraz usunięcie barier związanych z obecnie eksploatowaną, mniej wydajną infrastrukturą, będzie kluczowe dla ogólnego zmniejszenia emisji CO₂. Zwrócił uwagę również na rolę skroplonego gazu ziemnego (LNG) i rolę Kataru jako wiodącego dostawcy tego paliwa w zaspokajaniu rosnącego zapotrzebowania na energię na świecie. Docenił też rolę Europy jako lidera w rozwoju odnawialnych źródeł energii i jednocześnie zachęcał do jeszcze szerszego zastosowania gazu ziemnego jako podstawy do tworzenia gospodarki niskoemisyjnej.

John S. Watson, prezes i dyrektor generalny Chevronu, powiedział, że aby sprostać wyzwaniom związanym ze wzrostem popytu na energię na

świecie niezbędne będzie jej generowanie po przystępnych cenach, a rola gazu ziemnego i LNG jest w tym przypadku kluczowa. Watson zwrócił uwagę na ogromny wzrost znaczenia gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych w związku z wydobyciem gazu z formacji łupkowych. Podkreślił, że sukces na rynku gazu łupkowego w USA był w dużej mierze możliwy ze względu na przystępny system regulacyjny, co ułatwiło rozwój tego przemysłu i zmieniło Amerykę w „mocarstwo energii”. Watson zauważył, że trudnością dla firm, które opracowują obecnie nowe projekty w zakresie wydobycia gazu ziemnego z łupków jest to, że będą one musiały być ekonomicznie opłacalne. A to jest wyzwanie, biorąc pod uwagę niskie ceny gazu, ustalone w Stanach Zjednoczonych. Według niego, rozwiązaniem będzie znalezienie innowacyjnych sposobów, czyniących nowe projekty ekonomicznie konkurencyjnymi. Zaznaczył jednak, że wsparcie rządowe będzie miało kluczowe znaczenie dla zachęcenia inwestorów do realizacji takich projektów.

Rex Tillerson, prezes i dyrektor generalny firmy ExxonMobil, przewiduje wzrost popytu na gaz ziemny o 65% w okresie najbliższych 25 lat. Jego zdaniem, gaz ziemny wyprzedzi węgiel – jako drugie najbardziej dostępne paliwo – w 2025, a ropę naftową w 2040 r. Tillerson odniósł się również do dużych zasobów gazu ziemnego w Europie, ale wezwał przedstawicieli takich krajów, jak Niemcy i Francja do większego dialogu na temat produkcji gazu ze złóż niekonwencjonalnych jako sposobu na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego i dywersyfikacji miksu energetycznego. – *Niestety, niektóre kraje, jak właśnie Niemcy i Francja, wprowadziły zakaz szczelinowania hydraulicznego. Natomiast Stany Zjednoczone i Kanada zapewniły dostęp do złóż, pozwalając naszej branży stosować szczelinowanie hydrauliczne przez więcej niż 50 lat. W tym czasie pracowaliśmy z rządem na różnych poziomach, żeby bezpiecznie i efektywnie wykonywać odwierty. Wykorzystując techniki szczelinowania hydraulicznego, wykonaliśmy ponad dwa miliony odwiertów. Możemy zrobić to*

IGG w Paryżu

Po 15 latach Francja ponownie przewodniczyła Międzynarodowej Unii Gazowniczej (IGU). Jerome Ferrier, prezydent IGU, na uroczyste rozpoczęcie kongresu zaprosił wszystkich uczestników do najobszerniejszego w Paryżu pałacu – Grand Palais. Kongres i towarzysząca mu wystawa odbyły się na terenach wystawowych Porte Versailles.

Uczestnicy mieli możliwość wzięcia udziału w odbywających się równocześnie siedmiu sesjach prezentujących prace grup programowych i roboczych IGU oraz dwóch sesjach prezentujących studium przypadku. W trakcie sesji poświęconych gazom niekonwencjonalnym jednoznacznie oceniono, że największe szanse na rozwój wydobycia gazu z łupków ma Argentyna i Chiny. Niestety, o Polsce i Europie nie wspomniano. W sesjach poświęconych dodawaniu wodoru do gazu ziemnego wykazano, że jedynie 5-procentowy dodatek nie jest szkodliwy dla sieci i armatury. Kolejny temat, którym byliśmy zainteresowani, dotyczył „małych” instalacji LNG, budowanych na marginalnych złożach. Wykazano, że „mała” skala to 1 mln ton/rok, co jest 3–4-krotnie większą produkcją LNG niż zakładano, planując tego rodzaju rozwiązania w Polsce. Jednocześnie należy stwierdzić, że nie było



innych informacji będących innowacyjnymi rewelacjami na skalę światową.

Wystawa towarzysząca kongresowi zajęła największą halę wystawową, w której stoiska miały największe firmy gazownicze świata. Wśród wystawców znalazły się stoiska z Polski: PGNiG SA oraz Izby Gospodarczej Gazownictwa, wspólne dla firm Plum, AIUT, Atrem, Interprotech i Targi Kielce. Obydwa cieszyły się dużym zainteresowaniem uczestników kongresu oraz osób zwiedzających wystawę. Były również stoiska firm Apator-Matrix, Common, Radiatym i Itron. Delegacji IGG przewodniczył prezes Mirosław Dobrut, a PGNiG SA reprezentował prezes Mariusz Zawisza.

Bolesław Rey

samo w Europie. Poprzez otwarcie dostępu i przy wykorzystaniu tak sprawdzonych technologii, europejski i światowy rynek gazu będzie czerpał korzyści z rosnącej dywersyfikacji, elastyczności i bezpieczeństwa – powiedział Rex Tillerson.

Nowa technologia przyniosła znaczącą poprawę wskaźników środowiskowych, w tym redukcji emisji CO₂ w Stanach Zjednoczonych, do poziomu z 1990 roku, i to mimo wzrostu konsumentów energii o ponad 50 mln i braku kompleksowej polityki w zakresie ustalania cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla.

Rex Tillerson wezwał do większej współpracy rządu, przemysłu i społeczeństwa, aby zapewnić odpowiednie sygnały polityczne oraz przejrzystość i jasność, potrzebne do zapewnienia długoterminowego, stabilnego inwestowania w technologię, która umożliwi zwiększenie dostaw gazu w bezpieczny, niezawodny i przyjazny dla środowiska sposób.

Ben Van Beurden, prezes Royal Dutch Shell, wykorzystał swoje przemówienie na Światowej Konferencji Gazowniczej do ponownego wezwania do stworzenia efektywnego systemu w zakresie ustalania cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla w skali regionalnej, krajowej i międzynarodowej.

Przekonywał, że bez efektywnego systemu świat czeka system energetyczny oparty na węglu i energii odnawialnej. Wyjaśnił, że węgiel jest tani, a odnawialne źródła energii są mocno dotowane. Wynikiem będą wyższe ceny emisji.



– Korzyści z gazu są dobrze udokumentowane – powiedział Van Beurden. – Gaz jest elastyczny, jego zasoby są duże, a zakres stosowania rośnie. Gaz jest silnym sojusznikiem dla odnawialnych źródeł energii, a to nadaje mu ekonomiczny sens. Budowa elektrowni gazowych jest szybsza i tańsza niż węglowych. Tak więc, im szybciej odejdziemy od węgla do mieszanki gazu i odnawialnych źródeł energii, tym szybciej energia stanie się tańsza.

– Mimo to złoty wiek gazu nie przyjdzie automatycznie – musimy na to ciężko zapracować. W jego ocenie, trzy warunki są niezbędne dla osiągnięcia zrównoważonej energii przyszłości. Po pierwsze – mniej emisji z systemów energetycznych, łącznie z gazem ziemnym. Po drugie – lepsze regulacje środowiskowe i dotyczące rynku energii, a po trzecie – obniżenie kosztów rozwoju rynku gazu.

Przemysł musi pracować razem, aby podkreślić znaczenie gazu jako elastycznego, niezawodnego uzupełnienia dla odnawialnych źródeł energii. – Odnawialne źródła energii są niezbędne – powiedział – ale one nadal zależą od elastycznego podstawowego nośnika energii, gdy wiatr nie wieje lub słońce nie świeci. W tym samym czasie niezbędne będzie obniżenie inflacji kosztów kapitału. Wyjaśnił, że koszt gazu będzie kluczem do sukcesu.

Ostatniego dnia kongresu podsumowano trzyletnie przewodnictwo Francji, przedstawiono nowy, trzyletni program działania IGU pod przewodnictwem Davida Carrola z USA oraz zapowiedziano 27. Kongres IGU, który odbędzie się w czerwcu 2018 roku w Waszyngtonie.

Małgorzata Polkowska

Polski sukces w Paryżu

W ramach bieżącego triennium: 2012–2015 Międzynarodowa Unia Gazownicza (IGU) zorganizowała międzynarodowy konkurs pt. „Program of competition in honour of 100 anniversary of underground gas storage”. Jego genezą były uroczyste obchody 100. rocznicy wybudowania pierwszego na świecie podziemnego magazynu gazu – w 1915 roku w Kanadzie. Konkurs był przeznaczony dla młodych specjalistów, pracujących w branży podziemnych magazynów gazu. Na konkurs nadesłano 30 prac z całego świata, z czego 10 zakwalifikowano do finału. Ostatecznie zwyciężyły cztery prace.

Uroczyste ogłoszenie wyników konkursu nastąpiło podczas 26. Światowego Kongresu Gazowniczego w Paryżu. Jednym ze zwycięzców konkursu został **dr inż. Rafał Mrzygłód**, pracow-

nik GK PGNiG, od 2010 roku związany ze spółką Investgas, a następnie z Operatorem Systemu Magazynowania (OSM), w której jako inżynier ds. ekonomiki górnictwa był zaangażowany w procesy budowy i eksploatacji podziemnych magazynów gazu w kawernach solnych (KPMG).

Zwycięska praca powstała na podstawie pracy doktorskiej pt. „Model optymalizacyjny napełniania kawernowego magazynu gazu Mogilno”, którą autor obronił w 2014 roku na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie (Wydział Wiernictwa, Nafty i Gazu). Promotorem pracy był prof. dr hab. inż. Jerzy Stopa. Dr inż. Rafał Mrzygłód, jako laureat konkursu, wygłosił na kongresie w ramach sesji tematycznej referat pt. „WOC2-Increasing attractiveness of gas storage: what shall be done?” („WOC2 – Zwiększenie atrakcyjności podziemnych magazynów gazu, co należy zrobić?”).



AC



www.alpejczyk.pl

Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji
przy PGNiG S.A. w Warszawie



XIII MISTRZOSTWA POLSKI BRANŻY GAZOWNICZEJ I NAFTOWEJ w Rowerach Terenowych

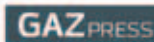
oraz

XIX Rajd Konny, VII Rajd Pieszy
V Jubileuszowy Spływ Kajakowy

Kurs Pomocy Przedmedycznej



PATRONAT MEDIAŁNY



Więcej informacji:
www.alpejczyk.pl



SPECJALISTYCZNE ROZWIĄZANIA UBEZPIECZENIOWE
DLA SPÓŁEK Z SEKTORA GAZOWNICZEGO

FST

Grupa Brokerska

SIEDZIBA W TORUNIU
UL. M. SKŁODOWSKIEJ-CURIE 41
87-100 TORUŃ
BIURO W WARSZAWIE
SASKI CRESCENT, UL. KRÓLEWSKA 16
00-103 WARSZAWA

www.fst.torun.pl

TEL. (+48) 56 657 35 28
(+48) 22 538 66 60

E-MAIL: fst@fst.torun.pl

Rola magazynów gazu na wschodzących oraz dojrzałych rynkach gazu ziemnego

Ryszard Węcowski

W 2015 roku mija dokładnie 100 lat od uruchomienia w kanadyjskiej prowincji Ontario pierwszego na świecie podziemnego magazynu gazu. Do zmagazynowania paliwa gazowego wykorzystano wówczas wyeksploatowane złoża gazu ziemnego. Ze względu na jej niepodważalne zalety metoda ta z powodzeniem stosowana jest do dzisiaj. Wyczerpane złoża są już połączone z systemem przesyłowym, co znacznie ogranicza konieczność budowy nowej infrastruktury sieciowej. Można także z bardzo dużym prawdopodobieństwem założyć szczelność magazynu utworzonego z wykorzystaniem sčerpanego złoża. Także stosunek objętości gazu roboczego (gazu, który można wtłoczyć do magazynu, a następnie go z niego odebrać) do gazu buforowego (gazu, który ze względów technicznych musi przez cały czas pozostawać w magazynie) jest dla tego typu magazynów dość korzystny, wynosi bowiem 1:1. Dodatkowo jako gaz buforowy można często wykorzystać gaz, który nie został wydobyty ze złoża na etapie jego eksploatacji. Z powyższych powodów przechowywanie gazu w wyeksploatowanych złożach jest rozwiązaniem najtańszym i do dziś najczęściej stosowanym. Najbardziej znaczącą wadą tego typu magazynów jest to, iż zarówno zatłaczanie gazu do magazynu, jak i jego odbiór są procesami długotrwałymi, w rezultacie czego magazyny tego typu pracują w systemie sezonowym, tzn. napełniane są w okresie letnim, a oddają gaz w okresie zimowym.

W latach 40. XX wieku do przechowywania gazu ziemnego zaczęto wykorzystywać także warstwy wodonośne. W porównaniu z wyczerpanymi złożami gazowymi nie mają one jednak istotnych zalet. Stosunek gazu buforowego do gazu roboczego wynosi w nich często nawet 4:1, a miejsce, w którym ma powstać magazyn, często nie ma połączenia z gazowym systemem przesyłowym. Konieczne jest także przeprowadzenie szczegółowych badań w celu wykluczenia możliwości wycieku gazu z utworzonego magazynu.

W latach 60. ubiegłego stulecia do przechowywania gazu zaczęto wykorzystywać także tzw. kawerny solne, czyli puste przestrzenie w złożach solnych, powstałe przez celowe wypłukanie części zgromadzonej w nich soli. Stworzenie takiego typu magazynów jest kosztowne, jednak ich zaletą jest korzystny stosunek mocy zatłaczania i odbioru do pojemności roboczej magazynu. Dzięki temu magazyny te umożliwiają oddanie lub przyjęcie dużych ilości gazu w relatywnie krótkim czasie.

Oprócz opisanych powyżej typów magazynów do przechowywania gazu wykorzystuje się także naziemne, kriogeniczne

zbiorniki LNG oraz wyeksploatowane kopalnie węgla kamiennego. Udział tych dwóch rodzajów magazynów w ogólnej pojemności magazynowej jest jednak niewielki.

Rola, jaką magazyny gazu pełnią w systemach gazowych zależy od stopnia rozwoju poszczególnych rynków. Na niedojrzałych rynkach gazu ziemnego magazyny często pełnią rolę wyłącznie techniczną – zapewniają równomierne wykorzystanie systemu przesyłowego w ciągu całego roku oraz stanowią rezerwowe źródło zasilania w przypadku wystąpienia przerw w dostawach paliwa gazowego. Pierwsza z wymienionych funkcji związana jest z sezonowością popytu na gaz. Bez wykorzystania magazynów cała gazowa infrastruktura produkcyjna i przesyłowa musiałaby być dostosowana do sprostania maksymalnemu zimowemu zapotrzebowaniu na gaz, pozostając w okresie letnim w dużej części niewykorzystana. W celu zwiększenia efektywności ekonomicznej systemu gazowego uzupełnia się go więc o magazyny napełniane gazem w okresie letnim, który pobierany jest w okresie zimowym. W rezultacie przepływy gazu w gazociągach doprowadzających gaz ze złóż są bardziej równomierne, skutkując niższymi jednostkowymi kosztami przesyłu gazu. Ze względu na niskie koszty przechowywania gazu oraz sezonowy charakter pracy, do tego typu optymalizacji najbardziej nadają się magazyny w wyeksploatowanych złożach. W przypadku, gdy w pobliżu rynku zbytu nie ma wyeksploatowanych złóż, jako rozwiązanie zastępcze stosuje się magazyny w warstwach wodonośnych. Magazyny gazu jako rezerwowe źródło zasilania mogą znaleźć zastosowanie w przypadku wystąpienia awarii, katastrof naturalnych czy przerw w dostawach, spowodowanych napiętą sytuacją międzynarodową. W sytuacji wystąpienia takich przypadków najlepiej sprawdzają się magazyny w kawernach solnych, ponieważ dysponują większym stosunkiem mocy oddawania do pojemności. Opisane powyżej korzyści są czynnikiem stymulującym obecnie budowę magazynów na takich wschodzących rynkach, jak Chiny czy Indie. W przeszłości stanowiły one także podstawę do podejmowania decyzji o budowie magazynów w Ameryce Północnej czy Europie Zachodniej.

Rynki na tych dwóch ostatnich obszarach weszły już jednak w fazę dojrzałą. Obecnie dysponują one wieloma alternatywnymi połączeniami z rynkami sąsiednimi. Nie są też już zmonopolizowane, funkcjonuje na nich bowiem wiele niezależnych podmiotów. W rezultacie dostępność gazu przestała być problemem, walka toczy się natomiast o pozyskanie paliwa w jak najniższej cenie, co przekłada się na możliwość przedstawienia klientom jak najatrakcyjniejszych ofert zakupu. W takim

otoczeniu znaczenia nabiera dodatkowa cecha magazynów, jaką jest możliwość zapewniania dodatkowych zysków związanych z wykorzystaniem różnic cen paliwa gazowego w różnych okresach. Najprostszym sposobem zarabiania na zmianach cen paliwa gazowego jest, oczywiście, kupowanie paliwa w okresie letnim, przechowywanie go w magazynie i sprzedawanie z zyskiem w okresie zimowym. Do tego celu można wykorzystać tańsze magazyny, pracujące w systemie sezonowym, dodatkowo sezonowe wahania cen paliwa gazowego były do niedawna łatwe do przewidzenia. Niestety, atrakcyjność tego typu spekulacji powoli się zmniejsza. Powiązanie dojrzałych rynków z rynkami sąsiednimi powoduje, iż zimowe niedobory gazu można pokryć nie tylko gazem z magazynów, ale także importem gazu z krajów sąsiednich. Przed wahaniami cen gazu można się natomiast zabezpieczyć poprzez zakup odpowiednich instrumentów finansowych.

Zaistniała sytuacja powoduje, iż ostatnimi czasy na światowych giełdach towarowych widoczna jest tendencja do wyrównywania się różnic między ceną gazu w okresie zimowym i letnim, poddająca w wątpliwość opłacalność sezonowego magazynowania gazu. Gracze rynkowi zaczynają więc w coraz większym stopniu wykorzystywać magazyny do zarabiania na krótkoterminowych wahaniami cen gazu. Ze względu na dużą moc zatłaczania i oddawania oraz na możliwość szybko przestawiania z trybu zatłaczania na tryb oddawania paliwa gazowego – do tego celu najlepiej nadają się magazyny w kavernach gazowych. Na dojrzałych rynkach gazu inwestuje się głównie w tego typu magazyny.

Operatorzy magazynów cały czas poszukują także nowych produktów, którymi mogliby przyciągnąć klientów. Swoją przyszłość widzą oni w zbliżeniu z hubami, w których koncentruje się aktywność uczestników rynku. Klientom obracającym gazem w takich miejscach właściciele magazynów oferują także dodatkowe usługi, takie jak parkowanie gazu (przechowanie gazu przez krótki okres), pożyczanie gazu (udostępnianie klientom gazu, którego klienci nie posiadają, z zobowiązaniem do oddania gazu w określonym terminie) czy przenoszenie tytułu własności do gazu zgromadzonego w magazynie. Najlepiej, jeżeli magazyny gazu stanowią część hubu. Wówczas powyższe usługi wchodzi w skład usług oferowanych przez jego operatora, jednak mogą one być świadczone także samodzielnie przez podmiot magazynowy. W takim przypadku dostawa i odbiór gazu z systemu magazynowego odbywają się, dla wygody klienta, nie w punkcie wejścia do systemu magazynowego, lecz w hubie gazowym lub w wirtualnym punkcie obrotu. Coraz częściej operatorzy systemów magazynowych próbują, wykorzystując posiadane magazyny, tworzyć własne huby gazowe. W obliczu dużej konkurencji stawiają oni obecnie na świadczenie usług maksymalnie dostosowanych do potrzeb klienta.

Obecnie bardzo trudno tworzyć prognozy dotyczące dalszego rozwoju magazynów gazu na dojrzałych rynkach. W przypadku rynku północnoamerykańskiego zwiększona produkcja gazu ziemnego, związana z rewolucją łupkową, stworzyła zapotrzebowanie na nowe pojemności magazynowe, problemem zaczął być jednak spadek cen gazu ziemnego. Niskie ceny oznaczają, iż także wahania tych cen w ujęciu nominalnym są niewielkie. W związku z tym również niewysoki jest poziom cen, jakie gracze rynkowi są skłonni zapłacić za wynajęcie pojemności

magazynowych. W rezultacie, system nie generuje wystarczających zachęt dla potencjalnych inwestorów do budowy nowych instalacji magazynowych. Głównym problemem rozwiniętych europejskich rynków gazu ziemnego jest natomiast sprzeczność między długoterminowymi prognozami dotyczącymi zużycia gazu ziemnego a obecną sytuacją na rynku. Te pierwsze przewidują bowiem, iż wraz ze spadkiem produkcji gazu wewnątrz Unii Europejskiej coraz większa część gazu będzie pochodzić z importu, a tym samym kwestie bezpieczeństwa energetycznego będą zyskiwać na znaczeniu. Podkreśla się także, iż w elektroenergetyce gaz ziemny jest paliwem komplementarnym w stosunku do odnawialnych źródeł energii i w związku z tym jego znaczenie jako paliwa wykorzystywanego do generacji energii elektrycznej powinno rosnąć. Obecna sytuacja na rynku gazu ziemnego w Unii Europejskiej nie wygląda jednak optymistycznie. Między 2010 a 2013 rokiem zużycie gazu ziemnego w Unii Europejskiej spadło o 13%, gaz traci także swoją pozycję jako paliwo do produkcji energii elektrycznej na rzecz węgla. Co prawda, w zachodniej Europie nadal do użytku oddawane są nowe magazyny, decyzja o ich budowie podjęta została jednak w pierwszej dekadzie XX wieku, gdy sytuacja na rynku gazu ziemnego zachęcała do inwestycji. Obecnie podjęcie decyzji o budowie nowych magazynów jest dla potencjalnych inwestorów obciążone bardzo dużym ryzykiem.

Problemy z nowymi inwestycjami w magazyny gazu wynikają z tego, iż na istnieniu podziemnych magazynów gazu korystają właściwie wszystkie grupy podmiotów funkcjonujących na nowoczesnym rynku gazowym, jednak tylko przedstawiciele części tych grup gotowi są płacić za usługi świadczone przez magazyny. Opisując użyteczność podziemnych magazynów gazu, często stosuje się porównanie z górą lodową. Używając tego porównania, korzyści związane z możliwością wykorzystania magazynów do zarabiania na różnicach cen stanowią mniejszą, widoczną nad powierzchnią wody część użyteczności magazynów. Tego typu użyteczność jest wyceniana na rynku, znajduje także nabywców. Na rynku gazu w postaci, w jakiej on dzisiaj funkcjonuje, nie ma obecnie podmiotów gotowych zapłacić za to, iż magazyny gazu umożliwiają racjonalne wykorzystanie systemu gazowego czy zapewniają bezpieczeństwo w przypadku nagłej przerwy w dostawach. Dlatego te zastosowania magazynów gazu stanowią większą, podwodną część góry lodowej, jaką jest użyteczność magazynów. Stworzenie systemu prowadzącego – z jednej strony – do internalizacji w rachunkach podmiotów z sektora gazowego kosztów związanych z niewycenianymi przez rynek funkcjami magazynów, a z drugiej strony – nienaruszającego zasad wolnego rynku, stanowi obecnie wyzwanie dla podmiotów decydujących o kształcie rynków gazu ziemnego w poszczególnych państwach.

Autor jest głównym analitykiem G.EN GAZ ENERGIA Sp. z o.o.

	G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o.
	ul. Dorczyka 1
	62-080 Tamowo Podgórze
	tel. (+48) 61 829 98 12
	fax (+48) 61 829 98 22
	e-mail: gen@gen.com.pl
	www.gen.com.pl

Algorytm sukcesu

„Innowacyjna Polska” to hasło, które ekscytuje polityków i media. Politycy jednak przez dwie dekady III RP nie potrafili zapewnić cywilizowanego poziomu finansowania nauki, a media – nagłośnić technologicznych sukcesów polskich firm, często unikalnych w skali światowej. Tak jak w przypadku Macieja Szumskiego.



Adam Cymer

Maciej Szumski karierę zawodową rozpoczął tuż po studiach, ukończonych na Wydziale Elektroniki Politechniki Warszawskiej w 1981 roku. Dostał przydział pracy do biura konstrukcyjnego aparatury medycznej TEMED w Zabrze, dużego zakładu produkcyjnego, niemal wszystko eksportującego na rynek radziecki. Zaczynał od działu uruchamiania płyt z elektroniką. Szybko jednak powstał problem – młody „uruchamiacz” odkrył, że w tych urządzeniach było mnóstwo tandety i zaczął zgłaszać wnioski racjonalizatorskie, w tempie raz na tydzień. W tamtym systemie okazało się, że jest to duży kłopot dla firmy – formalnie te wnioski powinny być wdrażane, ale to spowodowałoby ogromne zamieszanie w planie produkcji, bo wszystko należało przerobić. Przełożeni uznali, że dla takich racjonalizacji jest miejsce w biurze konstrukcyjnym, bo z dala od produkcji. I pewnie w tym biurze ostałby się na czas jakiś, bo na Śląsku dobrze płacili, ale „wybuchł” stan wojenny i Maciej Szumski postanowił wrócić do rodzinnego Białegostoku.

Pracował w kilku różnych zakładach, aż trafił do Centralnego Ośrodka Techniki Medycznej w Białymstoku, gdzie już naprawdę konstruował aparaturę. Dość szybko awansował na kierownika pracowni, ale już stanowiska dyrektorskiego nie objął, bo uznał, że urzędniczenie to nie przyszłość dla niego.

Doświadczenie konstruktorskie nie poszło jednak na marne. Kolega, który robił doktorat na Politechnice Warszawskiej, poprosił o pomoc w zaprojektowaniu urządzenia do zbierania danych z czujników mechanicznych. W tamtych czasach oznaczało to, że trzeba było w zasadzie stworzyć i oprogramować od podstaw komputer. I po roku taki powstał, pozwalając koledze na obronę doktoratu. Wkrótce ten sam zespół dostał pieniądze na rozwój projektu – skonstruowanie przelicznika do pomiaru przepływu powietrza. I po roku takie urządzenie

Maciej Szumski zbudował. Dobrze wynagrodzone, ale temat się skończył, praca też, trzeba było postanowić, co dalej. Maciej Szumski uznał, że rozwiązaniem będzie podjęcie działalności prywatnej. Było to o tyle całkowicie zrozumiałe, że dotychczasowe osiągnięcia konstruktorskie powstawały właśnie jako zlecenia prywatne. I tak w 1986 roku wystartował jako „prywaciarz”, po uprzednim nabyciu uprawnień rzemieślniczych, co w tamtych czasach było koniecznością.

Na starcie nowego etapu zawodowego doświadczył szczęśliwego zdarzenia. Okazało się, że skonstruowane urządzenie do pomiaru przepływu powietrza (z przeliczaniem do warunków normalnych) może zostać zastosowane do pomiaru gazu. W tamtych czasach duże firmy rozliczane były głównie ryczałtem zależnym od średnicy rury gazowej.

To był rok 1988. Gazownia warszawska zamówiła pięć przeliczników gazu i uzgodniono, że w perspektywie firma Macieja Szumskiego będzie ich producentem. Po roku powstały, a pierwszy prototyp zamontowano na stacji gazowej w podwarszawskich Morach.

Rynek ruszył. Co prawda, gazownia warszawska ograniczyła zamówienia, ale zgłosiła się gazownia poznańska, zachód Polski bardzo szybko rozbudowywał system pomiarów i telemetrii w gazie. – Dostawałem tyle zleceń, że nie nadążałem z produkcją przeliczników – wspomina Maciej Szumski. – Zatrudnialiśmy początkowo 15 osób, później 30, ale zamówienia wciąż rosły. Ruszyła cała Polska. Dzisiaj mogę powiedzieć, że praktycznie opomiarowaliśmy całą Polskę, to były tysiące sztuk. Pojawiły się również inne firmy produkujące przeliczniki do pomiaru gazu, ale konkurencja tylko nas mobilizowała. Naszym prestiżowym zadaniem było opomiarowanie gazociągu jamalskiego, na obu krańcach, na wschodzie i na zachodzie. To było wyzwanie, tam zbiera się bardzo dużo danych, zamontowaliśmy

kilkadziesiąt przeliczników. Osiągnęliśmy sukces. Tamte lata w ogóle były pasmem sukcesów. Ale jak opomiarowaliśmy całą Polskę, stanęliśmy przed pytaniem: co dalej?

Rozważane były różne scenariusze. Od ekspansji eksportu kluczowych produktów, poprzez rozbudowę oferty na nowe segmenty rynku, aż po poszukiwanie nowych szans w nauce, innowacjach i nowych technologiach. Wszystkie analizy wskazywały, że ten ostatni kierunek jest najbardziej perspektywiczny. Rozpoczęło się poszukiwanie wiedzy. Po pierwszych wizytach na kilku politechnikach przyszło rozczarowanie. Okazało się, że nasz świat akademicki nie dorósł jeszcze do współpracy z biznesem. Ujawniło się zadufanie w sobie, pazerność na pieniądze przy braku otwartości na współpracę. Dopiero wizyta w Instytucie Automatyki Politechniki Warszawskiej odmieniła wcześniejsze przykre wrażenia. Maciej Szumski został potraktowany poważnie. – *Doświadczyłem wreszcie powagi rozmowy, poszukiwania nowych możliwości, gotowości współpracy i woli poszukiwania rozwiązań kwestii trudnych, jak na przykład systemu wzajemnych rozliczeń.* Okazało się, że najlepszym pomysłem będzie podjęcie studiów doktoranckich na politechnice. I tak się stało. – *Dzięki nagle nabytym uprawnieniom studenckim miałem nieograniczony dostęp do wiedzy, światowej wiedzy. Ale przekonałem się także, że moja wiedza matematyczna „wyparowała” i przez rok musiałem ciężko pracować, by ujawnione braki uzupełnić – wspomina Maciej Szumski. – Studia uświadomiły mi jednak rzecz najważniejszą – że nieprawdą jest, iż wszystko zostało zrobione. Zrozumiałem, że obok rozwoju nauki dokonuje się olbrzymi rozwój zastosowań i ten drugi obszar jest bardzo pojemny.*

W poszukiwaniu tematu rozprawy doktorskiej pojawiały się zagadnienia z dziedziny automatyki w wentylacji, ale zostały porzucone. Podjęty został temat nowatorski – bezpieczeństwo ludzi w płonących wieżowcach. Nowojorski dramat WTC pokazał, jak wielki to problem. Wiadomo, że największe zagrożenie dla ludzi w takich sytuacjach to dym, który jest bardzo trujący. Wiadomo, że jedyną możliwą drogą ratunku są klatki schodowe. Wolne od dymu. Wiadomo, że aby tak się stało, stosuje się metodę nadciśnieniową. Ustawia się wentylatory i w momencie alarmu włącza się i utrzymuje się nadciśnienie na poziomie **50 Pa**, które jest nieodczuwalne dla ludzi, ale skutecznie zapobiega przenikaniu dymu do obszaru drogi ewakuacyjnej. – *Natomiast w momencie otwarcia drzwi następuje moment krytyczny, konieczne jest gwałtowne zwiększenie wydajności wentylatora, żeby wypchnąć dym w głąb korytarza – mówi Maciej Szumski. – Wentylator steruje się za pomocą falownika w zakresie od 10 do 50 Hz. Otwieramy drzwi, rozpędzamy wentylator do maksimum i zamykamy drzwi, a wentylator spowolniamy i trzeba to zrobić w trzy sekundy, by nie było cofnięcia ciśnienia. Sterowanie tym procesem jest bardzo skomplikowane, występuje bowiem wiele czynników wpływających na ten proces, na przykład niedomknięte inne drzwi, pęknięta szyba na któryś piętze, wpływ wiatru i nieszczelności budynku. Dotychczas nikomu na świecie nie udało się rozwiązać tego problemu. Po sześciu latach obliczeń i tysiącach prób udało mi się taki algorytm stworzyć. Został przebadany w prestiżowym ośrodku aerodynamiki przemysłowej na niemieckiej politechnice w Aachen i próby wypadły rewelacyjnie. Potwierdzo-*

ne zostały przez polski Instytut Techniki Budowlanej atestem z grudnia 2012 roku i teraz nasze urządzenie jest instalowane, wspólnie z krakowską firmą Smay, na wszystkich dużych budowach w Polsce.

System ten już funkcjonuje we wszystkich obiektach wielkopowierzchniowych, halach wystawowych, na nowych dworcach kolejowych, np. w Poznaniu, w Warszawie na drugiej linii metra. Praktycznie wszędzie, bo nikt poza firmą PLUM nie dysponuje takim urządzeniem.

Świat jest zachwycony tym rozwiązaniem. Pomysł i urządzenie jest opatentowane w Europie. Opatentowany jest sam algorytm, czyli pewien wzór matematyczny. I ochrona patentowa już działa. Prestiżowa niemiecka firma zbudowała specjalne laboratorium do badań nad tym rozwiązaniem, a międzynarodowy koncern czeka na wyniki, zainteresowany wprowadzeniem urządzenia na światowy rynek.

Obok sukcesu komercyjnego Maciej Szumski ma osobistą satysfakcję – w grudniu ubiegłego roku odbyła się publiczna obrona pracy doktorskiej pt. „Adaptacyjne algorytmy regulacji predykcyjnej w zastosowaniu do układów wentylacji przeciwpożarowej”.

A więc jednak można w Polsce osiągnąć światowy sukces, możliwy dzięki aliansowi nauki i przemysłu. Szkoda tylko, że takich sukcesów nie promuje się w mediach, nie upowszechnia, nie „świeci przykładem”. – *To jest pewien smutny znak czasów – mówi Maciej Szumski. – Media kochają epatować naszym sukcesem gospodarczym, naszą „zieloną wyspą”, choć nie biorą pod uwagę, że to nie jest żaden sukces, to wynik niskiego poziomu, z jakiego startowaliśmy. Cechą wczesnego kapitalizmu jest wysokie tempo wzrostu, bo wygłodzony rynek wchłonie wszystko. Sam tego doświadczałem w segmencie urządzeń gazowych. Ale w pewnym momencie rynek zaczyna się dławić. Obserwujemy to coraz częściej również na naszych obszarach działania. Coraz silniejsza konkurencja i słabnący popyt na pewne produkty i usługi doprowadziły do złej sytuacji, gdzie rządziła reguła „3 c” – cena czyni cuda. Wiemy, czym się to skończyło – plajtami wielu firm. W wielu dziedzinach wciąż jesteśmy na tym etapie. Ale z satysfakcją odnotowuję, że to zaczyna się zmieniać. Jeszcze niedawno wielu producentów odbierających nasze regulatory apelowało: żadne innowacje, żadne certyfikaty, atesty, żądamy niskiej ceny. A dzisiaj wracają i oczekują przewag technologicznych, chcą różnić się jakością. To dobry znak.*

Maciej Szumski szczerze wyznaje, że sukces urządzeń przeciwpożarowych jest dla niego również ważnym potwierdzeniem, że wybór innowacyjności jako kierunku rozwoju był trafny, a alians z nauką jest konieczny. – *Uczestniczyłem niedawno w światowym kongresie automatyków. Obecna była światowa elita. Referat wprowadzający na sesji plenarnej wygłosił wiceszef Toyoty, opisując prace nad nową generacją samochodów – napędzanych silnikami umieszczonymi w kołach. To potwierdza, że nie ma granic postępu. Konieczna jest jedynie otwartość na rozwój. Z kongresu wyniosłem jeszcze jedną refleksję – elita naukowców jest totalnie opanowana przez koncerny motoryzacyjne, zbrojeniowe, przemysłu lotniczego i kosmicznego. Nie można się do nich dopchać. A w Polsce jesteśmy w luksusowej sytuacji – mamy naukowców na światowym poziomie i oni wciąż są dyspozycyjni. Zamierzam z tego skorzystać. Tym*

bardziej że polski rząd postawił wyzwanie przed światem nauki – jeśli chce mieć granty i pieniądze na badania, musi mieć wdrożenia przemysłowe. To całkowicie zmienia ich sposób myślenia. Namawiam wszystkich, by nie przegapili tej szansy. Za parę lat może być za późno.

Tę szansę Maciej Szumski wykorzystał. Dwie politechniki już pracują z nim nad nowym tematem – aktywną redukcją hałasu. Nikogo nie trzeba przekonywać, że hałas to plaga cywilizacji. Jego firma zajęła się problemem hałasu w typowej wentylacji. Przyjeżdża gość do hotelu, nawet wysokogwiazdkowego, kładzie się spać, a nad uchem huczy klimatyzacja. Rozpoczęto prace nad tym problemem, które trwały trzy lata.

– Dla najgorszego możliwego hałasu – a to jest taki, który składa się z hałasu emitowanego przez silnik i łopatki oraz szumu przepływającego powietrza – uzyskaliśmy 32 decybele tłumienia, czyli ponad 1000-krotnie obniżono hałas. Efekt jest niesamowity. Jest wylot z dużej kratki wentylacyjnej i jest cisza na sali. Podejmiemy teraz badania laboratoryjne na szerszą skalę i zbudujemy instalacje, by sprawdzić w warunkach przemysłowych funkcjonowa-

wspomnieć o bardzo już zaawansowanych pracach nad regulatorami w pompach ciepła. Nowe rozwiązanie sprawi, że najważniejszy dla pomp ciepła wskaźnik efektywności energetycznej – COP zostanie podwyższony dwukrotnie w stosunku

PLUM, spółka Doroty i Macieja Szumskich, zatrudnia obecnie 250 osób i jest cenionym pracodawcą, nagradzanym w białostockich konkursach „Pracodawca – partner” i „Pracodawca przyjazny edukacji”.

do tego, co dzisiaj jest normą na rynku. Wszystko wskazuje na to, że firmę czeka taki sam sukces, jak w „pożarówce” i akustyce.

Naturalne staje się pytanie: jaki jest ten algorytm sukcesu? – Bardzo skomplikowany, to wypadkowa wielu czynników – odpowiada Maciej Szumski. – Po pierwsze, dojrzenie mentalne, że sukces to najczęściej efekt odkrycia i eliminacji wcześniej



„Złota 44” w Warszawie, zaprojektowana przez światowej sławy architekta Daniela Libeskinda, to najwyższa wieża mieszkalna w Europie – 192 m, 52 piętra. W tej wieży miały być testowane urządzenia przeciwpożarowe firmy PLUM, ale inwestor, firma Orco, okazała się bankrutem i budowy nie dokończono.

nie naszego rozwiązania. Równocześnie rozpoczęliśmy trzyletni program badań nad osłonami dźwiękochłonnymi, które są pasywno-aktywne. Dotychczasowe wyniki wskazują że możliwe jest zbudowanie takiej osłony, która zablokuje wszystkie kanały przenoszenia hałasu i za którą będzie cisza globalna. To się już udaje. Istnieje obszerna literatura światowa na ten temat, ale nigdzie nie udało się takich rozwiązań zastosować w praktyce. Będziemy pierwsi na świecie. To jest olbrzymia szansa dla naszego projektu, ale też nadzieja, że hałas przestanie być problemem cywilizacyjnym – mówi Maciej Szumski.

Żeby wyczerpać listę innowacyjnych projektów, realizowanych z inicjatywy Macieja Szumskiego, koniecznie trzeba

popelnionych błędów. Tych mi nie brakowało. Po drugie – zdolność uznania, że sukces to ulotna sprawa i nigdy nie wolno „spocząć na laurach”. Sukces można pomnażać i powielać tylko konsekwencją w działaniu, nieustannym poszukiwaniem nowych idei i rozwiązań. Sądzę, że dla firm innowacyjnych ważna jest koncentracja na ideach, a nie chęć szybkiej ich komercjalizacji. W mojej firmie mam pełen komfort – mogę zajmować się swoimi ideami, bo jestem spokojny, że nikt nie będzie mnie dopingował do podnoszenia zysku, nikt nie będzie krytykował, że wydaję miliony na badania, a trzeba czekać latami na rezultaty. Mam wreszcie świadomość, że stoi u mego boku 50-osobowe biuro konstrukcyjne, które potrafi moje algorytmy przetwarzać na programy i konstrukcje o najwyższych standardach technologicznych. No, i może jeszcze to, że trzeba mieć jakąś motywację

silniejszą niż tylko pieniądze. Dla mnie to możliwość zaspokojenia aspiracji naukowych, bo bardziej czuję się naukowcem niż fabrykantem, a także zbudowanie firmy rodzinnej, którą można przekazać dzieciom, bo najlepsza cecha cywilizowanego kapitalizmu to firmy rodzinne. Perły światowego przemysłu podkreślają tę tradycję.

Maciej Szumski to nie tylko naukowiec i przedsiębiorca, ale również aktywny działacz samorządu gospodarczego, współzałożyciel Izby Gospodarczej Gazownictwa. Od wielu kadencji członek jej zarządu.

Adam Cymer

Gazprom i autogaz

Aleksander Wasilewski

Gazprom Paliwo Gazowe (GPG) – tak nazywa się powołana w 2012 r. nowa spółka rosyjskiego monopolisty do zarządzania aktywami w segmencie produkcji i dystrybucji gazu sprężonego.

Główne cele jej działalności to budowa sieci stacji paliw, wykorzystanie CNG w rolnictwie, żegludze rzecznej i transporcie kolejowym. Siergiej Fursienko został powołany na stanowisko przewodniczącego Rady Dyrektorów GPG, a dyrektorem generalnym został Wiktor Zubkow.

W Rosji wykorzystanie gazu jest jednym z priorytetowych kierunków rozwoju kompleksu paliwowego, a Gazprom jest liderem tego segmentu rynku paliw. Współpracuje z dostawcami maszyn i urządzeń dla stacji gazowych, władzami samorządowymi i organizacjami ekologicznymi oraz ośrodkami naukowymi w kraju i za granicą.

Obecnie liczba pojazdów samochodowych napędzanych gazem w Rosji wynosi 86 000, a popyt na gaz sprężony w 2010 r. wyniósł 345 mln m³. W 60 regionach Rosji jest 255 stacji gazowych, w tym 206 jest własnością Gazpromu. Największe zastosowanie paliwo gazowe znajduje w krajach Krasnodarskim i Stawropolskim oraz obwodach: Swierdłowskim, Czelabińskim i Rostowskim, na Kaukazie Północnym w Kabardino-Balkarii i północnej Osetii.

W 2007 r. kierownictwo Grupy Gazprom zatwierdziło „Program rozwoju zastosowania gazu jako paliwa do transportu na lata 2007–2015”. Program zakłada oddanie do eksploatacji minimum 200 nowych stacji gazowych w różnych regionach Rosji i przyrost 50 000 pojazdów na gaz rocznie. Sprzedaż CNG powinna wzrosnąć do 700 mln m³ rocznie, co pozwoli zmniejszyć emisję gazów cieplarnianych w przeliczeniu na 1 mln ton CO₂.

W celach popularyzacji swoich inicjatyw w zastosowaniu paliwa gazowego Gazprom, wspólnie z Narodowym Stowarzyszeniem Gazomotornym, co roku organizuje wystawę tematyczną i konferencję naukową „Gaz w silnikach” i rajd Błękitny Korytarz.

W 2008 roku startował pierwszy rajd/przejazd tzw. Błękitnym Korytarzem. Trasa przejazdu to Wielki Nowgorod–Twer–Moskwa, a już w 2009 roku prowadziła z Rostowa nad Donem przez Krasnodar i Noworosyjsk do Soczi. W 2010 roku uczestnicy Błękitnego Korytarza startowali w Moskwie, przejechali przez Riazan, Penzę, Nabieżeżne Czełny, Kazań i zakończyli przejazd w Niżnim Nowgorodzie. W 2011 roku trasa prowadziła przez 11 miast i trwała od 19 października do 2 listopada. Liczyła 3600 km. Na czym polegała idea tych wszystkich rajdów? Otóż, biorą w nich udział samochody produkowane

seryjnie, a nie – tak jak w czasach ZSRR – z przerabianymi silnikami. Według ocen Gazpromu, w miastach i regionach, przez które przebiegały trasy rajdu, zużycie gazu wzrosło o 17%.

W tym miejscu należy odnotować następujący fakt: w Rosji od 1993 r. obowiązuje rozporządzenie rządu, ograniczające cenę gazu ziemnego dla transportu do 50% wartości najtańszych benzyn A-76 i A-80. Gaz jest najtańszym paliwem, którego cena w końcu 2010 r. była trzykrotnie niższa od benzyny wysokooktanowej.

PROJEKT E-MOBIL I KAMAZ

W grudniu 2011 r. na parkingu przed główną siedzibą Grupy Gazprom w Moskwie odbyła się prezentacja pierwszych rosyjskich samochodów hybrydowych. Uczestnicy prezentacji mogli zapoznać się z najnowszymi rozwiązaniami technicznymi. Cechą charakterystyczną projektu E-mobil jest to, że silnik może być zasilany i dieslem, i gazem, co w warunkach rosyjskich jest sporym osiągnięciem.

27 kwietnia 2015 r. w Nabieżeżnych Czełnach z udziałem Aleksieja Millera odbyło się spotkanie/konferencja na temat zasilania i wykorzystania gazu w różnych modelach samochodów. Podczas konferencji podkreślano, że Grupa Gazprom prowadzi skuteczną, obliczoną na wiele lat, politykę rozwoju rynku gazu dla pojazdów samochodowych. Gazprom buduje gazową infrastrukturę i współpracuje z władzami federalnymi, regionalnymi i lokalnymi.

Na przykład z największym rosyjskim producentem samochodów Gazprom osiągnął porozumienie o włączeniu do produkcji modeli napędzanych gazem. Jeżeli w 2012 roku KAMAZ sprzedał 559 sztuk samochodów napędzanych gazem, to już w 2014 roku – 2170, w tym 2045 produkcji rosyjskiej.

Tylko w 2014 r. spółki córki Gazpromu kupiły na swoje potrzeby 1674 samochody zasilane gazem, z tego 626 wyprodukowane przez KAMAZ. Aleksiej Miller wziął udział w otwarciu nowej linii produkcyjnej w zakładach KAMAZ, produkujących środki transportu na bazie gazu. Nowa linia technologiczna pozwoli rocznie produkować 8000 sztuk pojazdów różnych modeli. Gazprom i KAMAZ podpisały list intencyjny o rozwoju rynku paliw gazowych w Rosji.

Obecnie gaz ziemny jako paliwo ma zastosowanie w 6522 pojazdach, urządzeniach i technice specjalnej, będącej na wyposażeniu Grupy Gazprom. W 2015 roku spółka planuje zakupić 3000 sztuk samochodów napędzanych gazem. Plan zakłada, że do końca br. nie mniej niż 30% parku samochodowego Gazpromu to będą pojazdy napędzane gazem, a do 2017 r. – nie mniej niż 50%.

AUTOGAZ NA BIAŁORUSI

Po przejściu w 2012 r. Bieltransgazu przez Gazprom projekty inwestycyjne monopolisty na Białorusi były omawiane podczas roboczego spotkania kierownictw Gazpromu i Bieltransgazu. Do 2020 roku Gazprom planuje zainwestować na Białorusi 3 mld USD nie tylko w rozszerzenie mocy przesyłowych gazociągów i rozbudowę magazynów gazu, ale także w białoruskim transporcie.

Grupa Gazprom podpisała z rządem RB porozumienie o przejściu białoruskiego transportu komunalnego na gaz. Gazprom zobowiązał się, że w okresie 10 lat cena paliwa gazowego dla pojazdów samochodowych nie przekroczy 50% ceny diesla. Zdaniem wicepremiera W. Siemaszko (koordynatora sektora energetycznego), zastosowanie gazu jako paliwa tylko w 20% transportu komunalnego pozwoli rocznie zaoszczędzić Białorusi ok. 175 mln USD.

We wrześniu 2014 r. Mińskie Zakłady Samochodowe (MAZ) opuścił pierwszy autobus napędzany gazem. W pierwszym etapie niezbędne instalacje dla gazowych autobusów będą importowane z Rosji, ale w planach jest budowa fabryki w Nowogródku (Obwód Grodzieński). Silnik dla gazowego białoruskiego autobusu będzie produkowany w zakładach Mercedesa w Niemczech. Jednak Gazprom nie chce ograniczyć się tylko do zastosowania gazu w transporcie samochodowym, ale zastosowania w przyszłości gazu dla maszyn i urządzeń rolniczych.

AUTOGAZ NA BAŁTYKU

W 2010 r. w Swietłogorsku (Obwód Kaliningradzki) z udziałem ekspertów z ośmiu państw regionu Morza Bałtyckiego odbyła się konferencja pt. „Błękitne korytarze regionu Morza Bałtyckiego”, na której zaprezentowano stan rozwoju i perspektywy międzynarodowego rynku gazu przeznaczonego jako paliwo dla środków transportu.

22 stycznia 2015 r. w siedzibie Gazpromu w Moskwie, pod przewodnictwem Aleksieja Millera, odbyło się posiedzenie zarządu Gazpromu. Głównym tematem była realizacja projektu „Bałtycki LNG”. Udział wzięli także dyrektorzy spółek córek Grupy Gazprom: Gazexport, Gazprom LNG Petersburg i Giprospecgaz. Na posiedzeniu podjęto decyzję o budowie fabryki skraplania gazu „Bałtycki LNG” koło portu handlowego Ust Luga. Moce produkcyjne: 10 mln ton z możliwością zwiększenia do 15 mln ton.

Spółka Gazpromneft Marine Bunker została utworzona w 2007 r. z siedzibą w Petersburgu. Strategia zakłada budowę sieci stacji gazowych na Bałtyku, Morzu Czarnym i na rzekach Rosji.

Aleksander Wasilewski

Autor jest radcą w Ministerstwie Spraw Zagranicznych, ekspertem rynku ropy i gazu.

XVIII Konferencja Gazterm
GAZTERM
2015

www.gazterm.pl

Serdecznie dziękujemy
Partnerowi Merytorycznemu: Polskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o.,
wszystkim Partnerom, Sponsorom, Patronom Medialnym
i przede wszystkim Uczestnikom
za wsparcie oraz udział w XVIII Konferencji Gazterm.

Mamy nadzieję, że konferencja spełniła Państwa oczekiwania
i dlatego już dziś zapraszamy na XIX Konferencję Gazterm,
która odbędzie się w dniach 16-18 maja 2016 r.

organizator
studio | 4u

PARTNER MERYTORYCZNY KONFERENCJI

PARTNERZY

POLSKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA

PGNiG

GAZ
system

A fundusze unijne czekają

Adam Cymer

Mija połowa 2015 roku, a wdrażanie funduszy unijnych z perspektywy budżetowej 2014–2020 na projekty infrastrukturalne nadal się nie rozpoczęło. Dotyczy to również przedsięwzięć w zakresie infrastruktury gazu ziemnego – budowy gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych, rozbudowy podziemnych magazynów gazu oraz terminalu LNG.

Realizacja dużych inwestycji trwa latami, a nieliczne jak dotąd ułatwienia legislacyjne w praktyce przyspieszają ten proces tylko w niewielkim stopniu. Tym bardziej niepokoi tak duże opóźnienie już na starcie wdrażania nowej perspektywy UE.

System rozdziału funduszy UE w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014–2020 na projekty energetyczne został zmodyfikowany w stosunku do okresu 2007–2013. Celem zmian było usprawnienie wdrażania i realizacji projektów. Miało to pomóc zwłaszcza beneficjentom z sektora dystrybucji gazu, którzy dotychczas ubiegali się o dofinansowanie w konkursach. Ale Ministerstwo Gospodarki, odpowiedzialne za wdrażanie funduszy UE dla branży gazowniczej, jak dotąd, nie wypracowało kluczowych wytycznych umożliwiających rozpoczęcie inwestycji. Wprawdzie na początku 2015 roku minister gospodarki zatwierdził „Listę projektów strategicznych sektora energetyki”, które mają jako pierwsze uzyskać dostęp do dotacji w ramach PO LiŚ 2014–2020, jednak nadal nie zostały opublikowane kryteria wyboru, pozwalające wytypować projekty mogące jako pierwsze uzyskać unijne wsparcie.

Dodatkowo, w przypadku projektów dystrybucyjnych gazu zasady udzielania pomocy publicznej uniemożliwiają rozpoczęcie prac budowlanych nawet w przypadku inwestycji gotowych do

realizacji. Wiązałoby się to z ryzykiem utraty dofinansowania. Rozpoczęcie robót budowlanych będzie możliwe dopiero po przyjęciu rozporządzenia ministra gospodarki, regulującego szczegóły udzielania pomocy publicznej na projekty tego sektora. Dokument jest obecnie w fazie konsultacji społecznych, a z informacji podawanych przez MG wynika, że jego przyjęcie będzie możliwe najwcześniej w III lub IV kwartale br., a więc tuż przed okresem zimowym, co dodatkowo może opóźnić realizację inwestycji.

W przypadku dużych projektów (gazociągi przesyłowe, magazyny gazu, gazoport) pomoc publiczna zatwierdzana będzie, jak dotychczas – bezpośrednio przez Komisję Europejską. Realizacja tych inwestycji mogłaby się już rozpocząć, ale z uwagi na brak kryteriów wyboru tu również nie ma możliwości

wskazania tych, które na pewno otrzymają dotację. Z uwagi na ograniczoną alokację środków unijnych na energetykę pewne jest, że nie wszystkie projekty skorzystają z takiej możliwości, a więc nie wiadomo, czy ich realizacja będzie możliwa.

IGG uczestniczy w pracach Komitetu Monitorującego PO LiŚ 2014–2020 w charakterze obserwatora. Formalnie nie bierze udziału w głosowaniach, ale ma możliwość opiniowania kluczowych dokumentów programowych. Stwierdzić należy, że taki głos doradczy brany jest pod uwagę w ostatecznych rozstrzygnięciach. Wstępny harmonogram prac komitetu zakłada, że kryteria wyboru projektów z branży gazowniczej będzie on zatwierdzał tuż po okresie wakacyjnym. Otworzy to drogę do szczegółowej weryfikacji inwestycji i zawierania pierwszych umów o dofinansowanie. Będzie to jednak możliwe najwcześniej pod koniec bieżącego roku. Zmusi to beneficjentów do weryfikacji wcześniej przyjętych harmonogramów – niezależnie bowiem od momentu rozpoczęcia inwestycji z dofinansowaniem, ich realizacja musi się zakończyć najpóźniej w 2023 roku.



Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

dokończenie ze str. 5

stycje w zakresie budowy lub przebudowy infrastruktury energetycznej". W piśmie wskazujemy na konieczność zmiany § 6 projektu rozporządzenia. W proponowanym brzmieniu zakłada on, iż środki pomocowe przyznawane będą w trybie pozakonkursowym. Proponujemy, aby część środków przyznawana była w trybie konkursowym. Takie rozwiązanie zastosowane było w poprzedniej edycji POLiŚ i się sprawdziło. Uważamy również, iż zamykanie listy inwestycji finansowanych w nowej edycji programu Infrastruktura i Środowisko, zanim w gruncie rzeczy na dobre się on rozpoczął, część przedsiębiorstw pozbawia możliwości uczestnictwa w tym programie. Zauważmy, iż lista projektów przewidzianych do realizacji została poddana publicznym konsultacjom w sierpniu 2014 r., w momencie ogłaszania konsultacji nie były jednak jeszcze zatwierdzone dokumenty określające zasady przyznawania środków w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020. Zamknięcie listy projektów do realizacji na tak wczesnym etapie oznacza, iż znalazły się na niej projekty, które byłyby realizowane także bez wsparcia unijnego. Przyjęcie takiego rozwiązania powoduje, iż środki pomocowe nie stanowią zachęty do realizacji nowych inwestycji, lecz stają się dodatkowym środkiem do finansowania inwestycji, co do których decyzja została podjęta dużo wcześniej. W związku z powyższym należy stwierdzić, iż proponowane zapisy § 6 zamykają części przedsiębiorców drogę do skorzystania z funduszy unijnych. Dodatkowo wspierają one raczej już zaplanowane przedsięwzięcia, a nie służą do stymulowania nowych inwestycji. W związku z tym konieczna jest zmiana tego zapisu i przyznawania przynajmniej części środków na inwestycje w energetyce w drodze postępowania konkursowego.

IGG przekazała również uwagi do projektu **rozporządzenia ministra gospodarki w sprawie „udzielania pomocy publicznej na inwestycje w zakresie budowy lub przebudowy jednostek**

kogeneracji zapewniających wysokosprawną kogenerację”.

W wystąpieniu zwracamy uwagę na fakt, iż rozporządzenie to może pozostać „martwe”, ponieważ obecne ustawodawstwo dotyczące wysokosprawnej kogeneracji jest wadliwe i tworzy liczne bariery, do których zaliczyć można utrzymywanie niepewności, co stanie się po 2018 r., w jakiej formie – z pomocą w postaci żółtych certyfikatów lub ich substytutu – utrzymane będzie wsparcie potencjalnych inwestorów z sektora kogeneracji gazowej.

Uważamy, iż Polska powinna jak najszybciej implementować dyrektywę 2012/27/WE, która połączyła dwie dotychczasowe dyrektywy, tj. 2004/8/WE w sprawie wspierania kogeneracji i 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii.

Trzeci kwartał 2015 r. zapowiada się intensywnie. Wszystkich zainteresowanych zapraszamy na organizowane przez IGG „Symposium pomiarowe 2015”, które odbędzie się 27–29.08 br. pod hasłem „Współczesna technika pomiarowa – najnowsze regulacje i problemy eksploatacyjne”. W trakcie spotkania zamierzamy poruszyć ważne dla funkcjonowania branży gazowniczej tematy dotyczące technik pomiarowych. Tradycyjnie referaty techniczno-naukowe zaprezentują przedstawiciele m.in. Instytutu Nafty i Gazu-PIB, Apator Metrix SA oraz COMMON SA.

W drugiej połowie października wszystkich zainteresowanych zapraszamy do udziału w konferencji technicznej organizowanej przez IGG wspólnie z Urzędem Dozoru Technicznego. W trakcie spotkania poruszone zostaną m.in. kwestie dotyczące nowych warunków technicznych wykonania i odbioru sieci i instalacji gazowych w zakresie nowych inwestycji, dokonane zostaną również analizy wypadków i niebezpiecznych zdarzeń związanych z urządzeniami i rurociągami gazowymi. Zaprezentowane zostaną też doświadczenia operatorów sieci gazowych w zakresie budowy i odbioru gazociągów. Szerzej na stronach internetowych IGG.

Tymczasem przed nami okres wypoczynku. Życzymy wszystkim udanych, słonecznych i rodzinnych wakacji.

Agnieszka Rudzka

Z PRAC KOMITETU STANDARDU TECHNICZNEGO IGG.

W drugim kwartale 2015 r. przeprowadzono konferencje uzgadniające dla:

- **prST-IGG-0401:2015** „Sieci gazowe. Strefy zagrożenia wybuchem. Ocena i wyznaczenie” (wersja z 14.02.2015, zastępuje ST-IGG-0401:2010), opracowanego przez Zespół Roboczy nr 4 pod kierownictwem Tadeusza Podziemskiego
- oraz opracowanego przez Zespół Roboczy nr 14 pod kierownictwem Artura Szelca:
- 1. **prST-IGG-1401:2015** „Kody kreskowe dla urządzeń w punktach gazowych. Kody kreskowe dla gazomierzy miechowych” (wersja z 08.05.2015, zastępuje ST-IGG-1401:2010).
- 2. **prST-IGG-1402:2015** „Kody kreskowe dla urządzeń w punktach gazowych. Kody kreskowe dla reduktorów” (wersja z 08.05.2015, zastępuje ST-IGG-1402:2010).
- 3. **prST-IGG-1403:2015** „Kody kreskowe dla urządzeń w punktach gazowych. Kody kreskowe dla plomb” (wersja z 08.05.2015, zastępuje ST-IGG-1403:2010).

Do ankiety skierowano następujące standardy:

1. **ST-IGG-0205:2015** „Ocena jakości gazów ziemnych: chromatografy gazowe procesowe do analizy składu gazu ziemnego” (wersja z 05.05.2015 r. do ankiety), który jest wynikiem przeprowadzonej weryfikacji ST-IGG-0205:2011 po jego 3-letnim stosowaniu

– opracowany przez Zespół Roboczy nr 2 KST IGG pod kierownictwem Roberta Kwiatkowskiego.

2. **ST-IGG-2602:2015** „Prace gazoniebezpieczne. Sieci gazowe przesyłowe. Wymagania w zakresie organizacji, wykonywania i dokumentowania” (wersja: 12.05.2015 r.) – opracowany przez Zespół Roboczy nr 26 KST IGG pod kierownictwem Tadeusza Podziemskiego.
3. **ST-IGG-1501:2015** „Filtry do stosowania na sieciach gazowych” (wersja z 31 maja 2015 r. do ankiety), który jest wynikiem przeprowadzonej weryfikacji ST-IGG-1501:2011 po 3-letnim jej stosowaniu – opracowany przez Zespół Roboczy nr 15 KST IGG pod kierownictwem Lesława Łukasika.
4. **ST-IGG-1001:2015** „Gazociągi. Oznakowanie tras gazociągów. Wymagania ogólne” (wersja z 21 05 2015 r. do ankiety).
5. **ST-IGG-1002:2015** „Gazociągi. Oznakowanie ostrzegające i lokalizacyjne. Wymagania i badania” (wersja z 21.05. 2015 r. do ankiety).
6. **ST-IGG-1003:2015** „Gazociągi. Słupki oznaczeniowe i oznaczeniowo-pomiarowe. Wymagania i badania” (wersja z 21 05 2015 r. do ankiety).
7. **ST-IGG-1004:2015** „Gazociągi. Tablice orientacyjne. Wymagania i badania” (wersja z 21 05 2015 r. do ankiety), które są wynikiem przeprowadzonej weryfikacji ST-IGG-1001:2011, ST-IGG-1002:2011, ST-IGG-1003:2011 i ST-IGG-1004:2011 po 3-letnim ich stosowaniu.

UCHWAŁA

X Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników

Bóbrka, 21 maja 2015 r.

Uczestnicy X Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników, którego tematem wiodącym były „**Technologie innowacyjne i kapitał ludzki podstawą rozwoju polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego**” po zapoznaniu się z referatami i opiniami zgłoszonymi podczas kongresu wyrażają następujące stanowisko.

- **Przemysł naftowy i gazowniczy i jego dalszy rozwój stanowią jeden z kluczowych elementów polityki energetycznej Polski.**
- **Potencjał rozwojowy, jakim mogą dysponować inne sektory gospodarki narodowej, zależy w wielkim stopniu od efektywności infrastruktury naftowej i gazowniczej.**

Stąd:

- **Rozwój przemysłu naftowego i gazowniczego uznać należy za fundamentalny warunek gwarancji długofalowego rozwoju i poprawy konkurencyjności całej krajowej gospodarki.**

Przemysł naftowy i gazowniczy, do tychczas skoncentrowany głównie na infrastrukturalnym zapewnieniu bezpieczeństwa funkcjonowania kraju, musi przeorientować swoją działalność także na rozwój innowacyjności oraz konkurencyjność na arenie międzynarodowej.

Aby umożliwić te plany, konieczne jest wdrożenie kompleksowych rządowych i sektorowych programów i narzędzi stymulujących działalność badawczą i innowacyjną.

Zdiagnozowane podczas kongresu szczegółowe problemy powinny zintensyfikować współpracę pomiędzy kluczowymi firmami przemysłu naftowego i gazowniczego, jednostkami naukowo-badawczymi tego sektora, jak również wyspecjalizowanymi agendami rządowymi, np. Narodowym Centrum Badań i Rozwoju i Agencją Rozwoju Przemysłu S.A., które mogą współfinansować projekty badawczo-rozwojowe.

Do współpracy tej trzeba realnie zaangażować tzw. małe i średnie przedsiębiorstwa (MSP), kooperujące w obszarze przemysłu naftowego i gazowniczego.

Z referatów omówionych na X Kongresie Naftowców i Gazowników wynika, że cele badawcze do osiągnięcia i konkretne tematy badań i prac rozwojowych można pogrupować w kilka strategicznych mikroobszarów:

- 1) poszukiwanie węglowodorów płynnych i gazowych,
- 2) wydobywanie węglowodorów,
- 3) produkcja paliw (płynnych i gazowych),
- 4) magazynowanie paliw,
- 5) użytkowanie i nowe zastosowanie paliw,
- 6) ochrona środowiska.

Firmy naszego przemysłu realizują cząstkowe cele tych mikroobszarów zgodnie z własnymi (wewnętrznymi) strategiami krótko- bądź średnioterminowymi, przeznaczając znaczne środki finansowe na niezbędną modernizację i dotrzymywanie poziomu technicznego dla sprostania rosnącej konkurencji. Dokonują zmian systemu zarządzania i prowadzą taką politykę kadrową, która ma wzmacniać, a nie osłabiać kapitał kadrowy, kluczowy dla utrzymania i rozwoju poziomu innowacyjnego.

Procesy te muszą być wsparte dużo aktywniejszą niż dotychczas polityką i działalnością organów państwowych, bez których nie da się (dłużej) prawidłowo zaplanować dalszego rozwoju przemysłu naftowego i gazowniczego.

Kongres postuluje przede wszystkim:

- wypracowanie nowych zasad polityki gospodarczej Polski w związku z dynamicznymi zmianami na europejskim i światowym rynku nośników energetycznych;
- zakończenie prac (i ogłoszenie) polityki energetycznej Polski do 2050 r., z uwzględnieniem wniosków przedkładanych przez zespoły ekspertów

przemysłu naftowego i gazowniczego;

- przełamania barier biurokratycznych, które zahamowały prace nad prawem geologicznym i górnictwem wraz z aktami wykonawczymi, ustawą o specjalnym podatku węglowodorowym, prawem gazowym, ustawą o kluczowych inwestycjach celu publicznego czy ustawą o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (uszlachetnianie biomasy);
- jak najszybsze podjęcie prac nad ustawą o innowacyjności, która realnie zapewni synergię przemysłu z nauką i z deklarowanymi przez przedstawicieli władzy państwowej znacznymi środkami finansowymi, jakie mają być wykorzystane co najmniej do 2022 roku;
- uporządkowanie i dostosowanie do dyrektyw Unii Europejskiej przepisów technicznych z zakresu miar, normalizacji, dozoru technicznego i budownictwa.

Niezależnie od spełnienia powyższych postulatów uczestnicy X Kongresu Naftowców i Gazowników apelują do (firm) przedsiębiorców przemysłu naftowego i gazowniczego o dalszą kontynuację prac według własnych możliwości i strategii, z uwzględnieniem zrównoważonego rozwoju i wykorzystania kapitału ludzkiego, likwidowania luki pokoleniowej i utrzymania miejsc pracy w podstawowym dla gospodarki narodowej przemyśle naftowym i gazowniczym.

Komisja:

1. Andrzej Dębogórski
2. Krzysztof Janas
3. Jan Lubas
4. Kazimierz Nowak
5. Ryszard Ryba
6. Krzysztof Zdziarski
7. Andrzej Schoeneich, przewodniczący

UDT stawia na **innowacje**

Przemysł Ligenza

Proponujemy redefinicję inspekcji technicznej. To innowacyjne podejście do bezpieczeństwa technicznego w przemyśle procesowym. Korzyścią płynącą z tego rozwiązania jest wzrost konkurencyjności polskich przedsiębiorstw i uzyskanie narzędzi do zarządzania bezpieczeństwem technicznym na zupełnie nową skalę.



**URZĄD DOZORU
TECHNICZNEGO**

Navigare necesse est, vivere non est necesse (żeglowanie jest koniecznością, życie nie jest) – tymi słowami Pompejusza w czasach imperium rzymskiego wzywano do odkrywania nowych lądów. Dzisiaj żeglowanie nie wiąże się z takim ryzykiem jak w czasach wspomnianego imperium. Współcześnie dysponujemy zaawansowanymi narzędziami, które skutecznie zabezpieczają naszą podróż, a mimo to niewielu jest takich, którzy mają odwagę podjąć wyzwanie.

W gospodarce nie ma bezpiecznej jazdy. Ryzyko jest zawsze. Fenomen, piękno i siła systemu kapitalistycznego polegają właśnie na tym, że tworzy on przestrzeń, w której nowe siły mogą się ujawniać, rozwijać, popychać świat do przodu. To one są źródłem rozwoju. Trzeba pozwolić im działać.

Edmund S. Phelps

Żyjemy w rzeczywistości, w której 90% światowego kapitału jest w rękach 10% ludzi na świecie. Wyprodukowano tyle pieniędzy, że nie ma co za nie kupić. Zatem pieniądze inwestuje się w pieniądze. Jednak niezależnie od tego, co głoszą teorie ekonomiczne, nie wszystko zaczyna się i kończy na pieniądzu. Profesor Edmund S. Phelps, laureat Nagrody Nobla w dziedzinie ekonomii, powiedział: – *Zachód zawdzięcza swój dobrobyt innowacjom, które pojawiły się na masową skalę w XIX w., a potem w XX, ale w końcu lat 60. skończył się postęp innowacji i gospodarki weszły w okres stagnacji.*

Dzisiaj świat potrzebuje innowacji o takiej skali, by zmieniły oblicze gospodarki.

Innowacja ma jednak wadę: jest obciążona wysokim ryzykiem. Z obawy przed nim większość inwestorów woli mieć pieniądze, produkować pieniądze i inwestować w pieniądze. W nośnik wartości, a nie samą wartość. Efektem takiego podejścia jest kryzys, z jakim boryka się dzisiejsza gospodarka.

Dlaczego ludzie mają awersję do podejmowania ryzyka? Dlaczego nie chce im się podejmować ryzyka? Dlaczego nawet ci, którzy mają odpowiednie środki, wołają po prostu produkować pieniądze? Prof. Phelps uważa, że pojawienie się państwa dobrobytu sprawiło, iż ludzie przestali martwić się o przyszłość. Wraz ze spokojem, jaki przyniósł im dobrobyt, zabrakło bodź-

ców i chęci do podejmowania ryzyka, które jest nieodłącznym elementem innowacji.

Profesor Phelps twierdzi, że gdyby innowacje były produkowane, powstałby na nie popyt. Zatem sztuką jest kreowanie tego popytu na dobro, którego jeszcze nie ma.

Innowacyjność i konkurencyjność to słowa, które biją dziś rekordy popularności. Jednak to nie słowa zmieniają oblicze gospodarki.

UDT odrobił swoją lekcję z innowacyjności. Dziś wychodzimy do świata biznesu z konkretną propozycją, która przyczyni się do wzrostu konkurencyjności polskich przedsiębiorstw poprzez innowacyjne rozwiązania w bezpieczeństwie technicznym. Projekt opiera się na doświadczeniu płynącym z kilkudziesięciu milionów wykonanych badań technicznych na urządzeniach we wszystkich kluczowych branżach w Polsce, z uczestnictwa w rozbudowie kluczowych polskich inwestycji i z odbioru kilku tysięcy urządzeń w pięciu firmach strategicznych dla gospodarki naszego kraju.

Jak ważne jest bezpieczeństwo techniczne? Odpowiedzią są analizy wypadków. Wystarczy kilka sekund, aby przestał istnieć obiekt przemysłowy wraz z ludźmi, którzy tam pracowali.

Za przykład weźmy odległą geograficznie, ale sugestywną, awarię platformy wiertniczej Deepwater Horizon w Zatoce Meksykańskiej w 2010 roku. Choć prezentacja dla zarządu koncernu BP wskazywała wysokie prawdopodobieństwo wystąpienia awarii w ciągu 3–4 lat, zaniechano wdrożenia środków redukcji ryzyka i wybrano tańsze rozwiązania techniczne. 20 kwietnia 2010 r. wyciek ropy naftowej na platformie wiert-



niczej spowodował wybuch i ogromny pożar. 11 pracowników uważa się za zaginionych lub zabitych wskutek eksplozji, 17 zostało rannych, platforma zatonała 2 dni później. Awaria Deepwater Horizon spowodowała największą katastrofę ekologiczną w historii USA.

Niezwykle istotne jest, aby krótkookresowa perspektywa wyniku finansowego nie decydowała tam, gdzie waży się kwestie bezpieczeństwa. W tym obszarze działań to, co tańsze, na końcu kosztuje bardzo dużo. Awaria Deepwater Horizon kosztowała BP 20 mld dolarów oraz gwałtowny spadek cen akcji i utratę wartości rynkowej w wysokości 45 mld dolarów.

UDT proponuje redefinicję pojęcia inspekcji technicznej w przemyśle procesowym. W tradycyjnej inspekcji

działania koncentrowały się wokół konkretnych urządzeń. W nowym podejściu usługa UDT jest pakietem obejmującym nie urządzenia, lecz całe instalacje w czterech obszarach: analizy bezpieczeństwa procesowego, analizy niezawodności w zakresie automatyki i systemów IT, Risk Based Inspection i wyznaczania programów badań materiałowych. W nowym podejściu terminy i zakres inspekcji wynikają z analizy ryzyka parametrów krytycznych, co umożliwia stworzenie systemu zarządzania bezpieczeństwem technicznym. Takie działania realizujemy już w PKN Orlen i Lotos SA.

Autor jest wiceprezesem Urzędu Dozoru Technicznego.

Kompleksowe zarządzanie bezpieczeństwem technicznym

Michał Karolak, Joanna Szewczyk, Mariusz Łucki

Koncepcja **Risk-Based Inspection (RBI)** została stworzona przez zespół pod przewodnictwem American Petroleum Institute (API). RBI to program składający się z zespołu czynności mających na celu zaplanowanie inspekcji urządzeń ciśnieniowych na podstawie wyników analizy ryzyka, rozumianego jako iloczyn prawdopodobieństwa wystąpienia zdarzenia i wartości skutków z niego wynikających. Dokładne ustalenie zakresu i metod badań zmniejsza niepewność wyników analizy ryzyka, co w efekcie zmniejsza ryzyko eksploatacji urządzeń technicznych.

W skład zespołu pracującego nad programem RBI weszli inżynierowie z największych zakładów chemicznych i petrochemicznych świata. Wynikiem ich pracy są normy API 580 RP Risk-Based Inspection oraz API 581 Risk-Based Inspection Technology. Normy te są z powodzeniem stosowane w przemyśle chemicznym i petrochemicznym na całym świecie. W metodzie RBI urządzenia są rozpatrywane indywidualnie, a dla każdego z nich wykonywana jest osobna analiza ryzyka. W procesie RBI, analizy ryzyka wykonywane są na podstawie zgromadzonych niezbędnych informacji, uwzględniających m.in. medium robocze, parametry procesowe i materiały konstrukcyjne. Zebrane informacje umożliwiają określenie potencjalnych mechanizmów degradacji wraz z identyfikacją prawdopodobnego miejsca ich wystąpienia. Po przeprowadzeniu takich analiz możliwe jest określenie wymaganych rodzajów inspekcji i badań, ze wskazaniem miejsc, na które należy zwrócić szczególną uwagę.

W RBI wykorzystywane są różne metody obliczania prawdopodobieństwa zaistnienia danego zdarzenia oraz jego skutków. Wyniki obliczeń w postaci wartości ryzyka pozycjonowane są na macierzy ryzyka, która pozwala stwierdzić, czy zaplanowane inspekcje i badania techniczne zapewnią akceptowalny po-

ziom ryzyka, związany z eksploatacją danych urządzeń technicznych. Program RBI umożliwia indywidualne podejście do różnych typów urządzeń, zwłaszcza do zbiorników ciśnieniowych rurociągów technologicznych, atmosferycznych zbiorników magazynowych, zaworów bezpieczeństwa i wymienników ciepła, a w efekcie końcowym pozwala zaplanować inspekcję wszystkich urządzeń współpracujących w ramach danej instalacji. Planowanie inspekcji i badań z wykorzystaniem programu RBI pozwala na:

- zwiększenie poziomu bezpieczeństwa instalacji, wynikające z doboru odpowiednich technik badań opartych na elementach wpływających na poziom ryzyka, takich jak media procesowe, materiały konstrukcyjne i parametry pracy,
- redukcję kosztów związanych z eksploatacją instalacji poprzez zoptymalizowanie czasookresów inspekcji i konserwacji, minimalizację przestojów oraz wydłużenie czasu pracy urządzeń,
- dostarczenie strategii inspekcji zapewniających wysoki poziom bezpieczeństwa na podstawie identyfikacji niezbędnych badań i analiz,
- optymalizację działań inspekcyjnych oraz konserwacyjnych, pozwalającą na zmniejszenie kosztów eksploatacji instalacji, przy jednoczesnym zredukowaniu poziomu ryzyka.

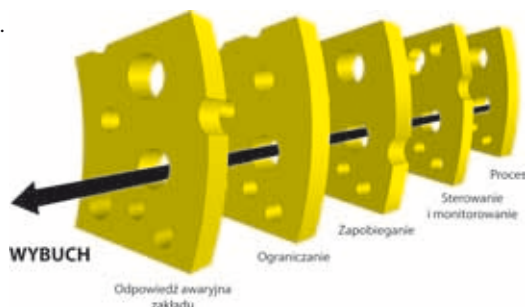
BADANIA NIENISZCZĄCE NDT

Badania te służą do wykrywania nieciągłości materiałowych, oceny właściwości materiałów i pomiarów wymiarów obiektów bez powodowania zmian ich właściwości użytkowych. Metodami i technikami badań nieniszczących wykrywane są wady materiału, takie jak ubytki korozyjne, pustki i pęknięcia.

W warunkach przemysłowych stosowane są zazwyczaj tzw. klasyczne metody badań nieniszczących, takie jak badania wizualne, penetracyjne, magnetyczno-proszkowe, ultradźwiękowe i radiograficzne. Należy jednak pamiętać, że potencjalne zdarzenia awaryjne urządzeń technicznych mogą wynikać nie tylko z degradacji materiałów, ale również z wielu innych przyczyn, z których najczęstsze to uszkodzenia systemów sterowania i zabezpieczeń, błędy operatorów i niewłaściwy system zarządzania bezpieczeństwem.

Zgodnie z koncepcją RBI, ryzyko związane z eksploatacją urządzeń technicznych nigdy nie jest zerowe, a model bezpieczeństwa eksploatacji takich urządzeń dla sektora przemysłu procesowego można oprzeć na koncepcji *Swiss Cheese* (rys. 1.).

Rys. 1.



W sektorze przemysłu procesowego na bezpieczeństwo techniczne urządzeń podlegających dozorowi technicznemu należy patrzeć przez pryzmat całkowitego bezpieczeństwa instalacji, w których skład wchodzi poszczególne urządzenia. Takie podejście jest uzasadnione, ponieważ nawet potencjalnie nieduże uszkodzenie urządzenia technicznego, pracującego w instalacji, może spowodować niebezpieczną awarię całej instalacji.

Wielkość i ułożenie „dziur” w modelu *Swiss Cheese* zależy od wielu czynników, a między innymi od odpowiedniego projektu, zapewnienia odpowiedniej konserwacji i obsługi opartej na strategiach prewencyjnych. Jedną ze strategii konserwacji w dotychczasowej praktyce wynikała z czasookresów inspekcji technicznych prowadzonych przez UDT. Częstość i głębokość badań prowadzonych w trakcie inspekcji była do tej pory gwarantem utrzymania ryzyka związanego z procesem na poziomie ryzyka akceptowalnego. Podczas postojów instalacji, wynikających z przyjętych dotychczas strategii prewencyjnych, realizowano czynności powtarzane w założonych czasookresach. Wdrożenie programu RBI do nowej strategii prewencyjnej wiąże się ze zmniejszeniem ryzyka awarii, wynikającym z mechanizmów degradacji w warstwie procesowej, przy jednoczesnej optymalizacji pracy instalacji. Zmiana strategii badań związanych z degradacją materiałów może znacząco wpływać na dotychczas przyjęte strategie konserwacji i przeglądów pozostałych urządzeń i systemów wchodzących w skład poszczególnych warstw wymienionych w *Swiss Cheese*.

PODEJŚCIE PAKIETOWE

UDT proponuje wdrożenie takiego podejścia do procesu optymalizacji okresów inspekcyjnych, aby zagwarantować, że zmiany wprowadzone w dotychczasowym podejściu

nie spowodują wzrostu ryzyka do poziomu nieakceptowalnego (rys. 2.).

W podejściu pakietowym metoda RBI oraz wynikające z niej badania niszczące zostały uzupełnione o analizy obejmujące całe spektrum działań związanych z bezpieczeństwem technicznym. Audyt systemu zarządzania jest jednym z wymagań metody RBI i ma na celu określenie stopnia przygotowania zakładu do wdrożenia RBI.

Analiza zagrożeń i zdolności operacyjnych HAZOP ma na celu określenie poziomu ryzyka związanego z eksploatacją instalacji oraz urządzeń technicznych, w odniesieniu do zdarzeń awaryjnych, które mogą wynikać z odchyłeń parametrów procesowych, takich jak np. przekroczenie temperatury lub ciśnienia dopuszczalnego. Metoda HAZOP polega na systematycznym przeglądzie procesu technologicznego pod kątem mogących się pojawić odchyłeń parametrów. W wyniku analizy HAZOP określone są prawdopodobne zdarzenia niebezpieczne, czyli takie, które stwarzają zagrożenie dla życia lub zdrowia ludzi i środowiska naturalnego. Dodatkowo, identyfikowane są potencjalne problemy techniczne, mogące spowodować obniżenie efektywności procesu lub spadek wydajności produkcji. Celem analizy jest sprawdzenie, w jaki sposób uszkodzenia poszczególnych elementów, będących częściami składowymi obwodów sterowania, mogą wpływać na zakłócenie zaprojektowanej funkcji oraz określenie potencjalnych skutków, jakie mogą w wyniku tego zakłócenia wystąpić. Oprócz tego w wyniku analizy C-HAZOP uzyskuje się jasne zalecenia, zmierzające do zapobiegania powstawaniu przyczyn potencjalnych uszkodzeń lub do minimalizacji ich skutków. Analiza zagrożeń i zdolności operacyjnych automatyki jest strukturalną metodą identyfikacji zagrożeń. Metodologia C-HAZOP jest zbliżona do metody HAZOP stosowanej dla instalacji procesowych.

Celem analizy SIL jest przypisanie wymagań niezawodnościowych do systemów zabezpieczeń opartych na systemach elektronicznych oraz programowalnych elektronicznie. W wyniku analizy dla poszczególnych funkcji bezpieczeństwa przypisywane są poziomy nienaruszalności bezpieczeństwa. Stosowanie systemów zabezpieczeń o określonych poziomach SIL ma na celu zapewnienie akceptowalnego poziomu ryzyka związanego z eksploatacją urządzeń technicznych. Celem analiz niezawodnościowych jest określenie prawdopodobieństwa wypełnienia funkcji bezpieczeństwa przez systemy zabezpieczeń, wykonane z wykorzystaniem innych technologii niż elektroniczne oraz programowalne elektronicznie. Dzięki tym analizom uzyskiwane są parametry niezawodnościowe osprzętu zabezpieczającego, takiego jak np. zawory bezpieczeństwa.

Uzupełnienie analizy RBI pozostałymi analizami zawartymi w pakiecie pozwala na zagwarantowanie wysokiego poziomu bezpieczeństwa pracy instalacji oraz urządzeń technicznych wchodzących w skład tych instalacji. Jednocześnie wdrożenie całego pakietu działań umożliwi wzrost dostępności instalacji oraz poprawę podatności na obsługę.



Rys. 2.

Autorzy są pracownikami Departamentu Innowacji i Rozwoju UDT.



Politechnika Wrocławska zaprasza na studia podyplomowe „Współczesne zagadnienia projektowania, budowy i eksploatacji systemów gazociągowych”

Cel studiów: uzupełnienie wiedzy teoretycznej i praktycznej dla kadry inżyniersko-technicznej i ekonomicznej sektora gazowniczego

Zakres tematyczny studiów podyplomowych

1. Gaz ziemny – surowiec i paliwo
2. Podstawy poszukiwań i wydobycia gazu
3. Projektowanie gazociągów
4. Budowa i eksploatacja gazociągów
5. Projektowanie, budowa i eksploatacja stacji redukcyjno-pomiarowej
6. Projektowanie, budowa i eksploatacja stacji pomiarowych i tłoczni gazu
7. Budowa i eksploatacja systemów dystrybucji gazu
8. Ochrona przeciwkorozyjna w sieci gazowej
9. Energetyka gazowa
10. Projektowanie, budowa i eksploatacja magazynów gazu
11. Terminale i instalacje skroplonego gazu ziemnego
12. Zarządzanie transportem gazu
13. Problematyka prawna, efektywność ekonomiczna i ochrona środowiska
14. Rynek gazu ziemnego, zasady obrotu gazem
15. Seminarium dyplomowe
16. Wycieczki techniczne na obiekty technologiczne, np. Kopalnia Gazu Kościan–Brońsko, Podziemny Magazyn Gazu w Bonikowie, Dyspozytornia w Polskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o. Oddział we Wrocławiu, stacja redukcyjno-pomiarowa Ołtaszyn GAZ–SYSTEM S.A. Oddział we Wrocławiu, Podziemny Magazyn Gazu Nowe Wierzchowice, obiekty krio Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. w Warszawie Oddział w Odolanowie.

Więcej informacji na stronie

www.cku.pwr.edu.pl

tel. 71 340 75 19 e-mail: cku@pwr.edu.pl

Kadra naukowa z:
Politechniki Wrocławskiej
Politechniki Śląskiej
Uniwersytetu Wrocławskiego
Instytutu Nafty i Gazu z Krakowa

Wykładowcy z następujących firm:

Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa
GAZOPROJEKT S.A., Wrocław;

System Gazociągów Tranzytowych
EuRoPol GAZ s.a., Warszawa;

GAZ–SYSTEM S.A.;

Control Process S.A.

Kierownik studiów podyplomowych:
prof. nadzw. dr hab. inż. Paweł Malinowski
dr inż. Iwona Polarczyk

Rodzaj studiów:
podyplomowe, dwusemestralne, roczne

Organizacja studiów:
zjazdy piątkowo-sobotnie,
7 zjazdów w semestrze,
zajęcia – w piątki od 13.00 do 20.15,
w soboty od 9.00 do 17.30

Wymiar godzinowy:
wykłady – 210 godzin
ćwiczenia i seminaria – 70 godzin
razem – 280 godzin zajęć

Koszt studiów:
6500 zł



VADEMECUM

– ważna pozycja w

W grudniu 2014 roku ukazało się unikalne w polskiej literaturze technicznej kompendium wiedzy gazowniczej „Vademecum gazownika”, które powstało z inicjatywy Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, SITP NiG – największej polskiej organizacji naukowo-technicznej przemysłu naftowego i gazowniczego.

Prace nad tym czterotomowym wydaniem, o łącznej objętości ponad trzech tysięcy stron, trwały kilka lat. Przez wielu praktyków i naukowców branży gazowniczej i naftowej ukazanie się takiego dzieła oczekiwane było od kilkudziesięciu lat. Komitet Redakcyjny „Vademecum gazownika” stanął przed nie lada wyzwaniem: wyborem zagadnień merytorycznych i ujęciem ich w czterech tomach, wyborem jednolitego słownictwa branżowego, koordynacją pracy ponad 70 wybitnych specjalistów w danej dziedzinie z wielu wyższych uczelni technicznych, firm projektowych, wykonawczych i innych podmiotów, zaplanowa-

niem i koordynacją cyklu wydawniczego oraz zapewnieniem ciągłości finansowania. Tego trudnego zadania podjął się Komitet Redakcyjny w składzie: Kazimierz Nowak, przewodniczący, Stanisław Szafran, redaktor wydawnictwa, Adam Matkowski, redaktor naczelny całości i redaktor tomu IV, Stanisław Nagy, redaktor tomu I, Andrzej Barczyński, redaktor tomu II, Andrzej Froński, redaktor tomu III oraz Robert Piotrowski, sekretarz.

Inspiracją dla SITP NiG do podjęcia prac nad wydaniem tego dzieła była potrzeba przekazania, w sposób wyczerpujący i zwięzły, wiedzy teoretycznej i praktycznej pracownikom sektorów projektowania, budowy, eksploatacji i nadzoru technicznego sieci gazowniczych. Vademecum adresowane jest również do kadry naukowej i studentów kierunków: inżynieria gazownicza, inżynieria środowiska, inżynieria naftowa oraz uczniów techników gazowniczych i naftowych, a także szerokiej rzeszy zainteresowanych zagadnieniami gazownictwa menedżerów i pracowników branży energetycznej.

VADEMECUM GAZOWNIKA

TOM I

PODSTAWY GAZOWNICTWA ZIEMNEGO:

- POZYSKIWANIE
- PRZYGOTOWANIE DO TRANSPORTU
- MAGAZYNOWANIE

Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne
Inżynierów i Techników
Przemysłu Naftowego i Gazowniczego
Kraków 2014



VADEMECUM GAZOWNIKA

TOM II

INFRASTRUKTURA PRZESYŁOWA I DYSTRYBUCYJNA GAZU ZIEMNEGO

Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne
Inżynierów i Techników
Przemysłu Naftowego i Gazowniczego
Kraków 2013



GAZOWNIKA

literaturze technicznej

Czterotomowe „Vademecum gazownika” obejmuje uporządkowany zestaw zagadnień łańcucha paliwowego gazu ziemnego, w tym poszukiwanie i eksploatację złóż, podziemne magazynowanie i instalacje LNG oraz różne formy przesyłu, dystrybucji i użytkowania. Wszystko zostało uzupełnione o takie zagadnienia, jak opomiarowanie gazu, ochrona antykorozyjna, BHP i ochrona środowiska, procedury i wymagania formalno-prawne dotyczące budowy obiektów gazowniczych, systemy zarządzania, optymalizacji i symulacji sieci, efektywność ekonomiczna w gazownictwie, rynek gazu ziemnego w Polsce i UE oraz wiele innych, ważnych w gazownictwie problemów. Istotnym udogodnieniem w korzystaniu z „Vademecum gazownika” jest spis aktualnej literatury po każdym rozdziale, wykaz aktów prawnych, dyrektyw i norm, skorowidz oraz wykaz skrótów i akronimów.

Projekt nie miałby szans powodzenia, gdyby nie determinacja i poczucie odpowiedzialności za podnoszenie poziomu

wiedzy zawodowej kadr przemysłu gazowniczego wielu osób zaangażowanych w realizację projektu, m.in. całego zespołu autorskiego, recenzentów, członków Komitetu Naukowo-Technicznego ds. Gazownictwa SITPNiG. Pomyślne zakończenie prac redakcyjnych nad „Vademecum gazownika” było możliwe także dzięki wsparciu finansowemu wielu przedsiębiorstw, zgrupowanych w Izbie Gospodarczej Gazownictwa, w tym głównie firm z Grupy Kapitałowej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, OGP GAZ-SYSTEM S.A. oraz EuRoPol GAZ s.a.

Zamówienia na „Vademecum gazownika” można składać:

- drogą elektroniczną:
<http://www.sitpnig.pl/kontakt/zamowienia>
lub pod adresem: sitpnig@sitpnig.pl
- telefonicznie i faksem pod numerem: + 48 12 421 32 47
- osobiście – w Biurze Zarządu Głównego SITPNiG,
ul. Lubicz 25/719, 31-503 Kraków.

VADEMECUM GAZOWNIKA

TOM III

**UŻYTKOWANIE
GAZU ZIEMNEGO
I INSTALACJE GAZOWE**

Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne
Inżynierów i Techników
Przemysłu Naftowego i Gazowniczego
Kraków 2012



VADEMECUM GAZOWNIKA

TOM IV

**GAZ ZIEMNY:
- RYNEK
- EFEKTYWNOŚĆ
- BEZPIECZEŃSTWO**

Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne
Inżynierów i Techników
Przemysłu Naftowego i Gazowniczego
Kraków 2012



twoje nowe źródło oszczędności

aktualne promocje



programy rabatowe



oferty specjalne
dla firm



tańszy gaz ziemny od PGNiG Obrót Detaliczny

Z przyjemnością informujemy, że dla Państwa wygody przygotowaliśmy dedykowaną sekcję na naszej stronie, w której umieszczamy informacje o aktualnych promocjach dla firm. W biznesie sprawdza się regularnie www.oferta.pgnig.pl.



PGNiG Obrót Detaliczny
Twój bezpieczny i wiarygodny
sprzedawca energii


PGNiG
OBRÓT DETALICZNY