

wrzesień 2014

Przegląd gazowniczy

nr 3 (43)

cena 15 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Kodeks urbanistyczno-budowlany przyjazny inwestorom?

Temat wydania:

**REGULACYJNO-TECHNICZNE
BARIERY ROZWOJU
GAZOWNICTWA**

ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464





Kompleksowe rozwiązania wspierające proces dystrybucji mediów

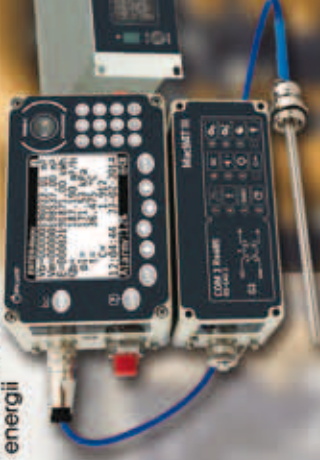
WDRAŻAMY
nowe technologie

WPROWADZAMY
innowacje produktowe

eWEBtel
Platforma
zarządzająca



MacBAT III
Przelicznik objętości i
energii



MacMAT III E
przelicznik sieciowy



OptoBTEx
Interfejs Optogaz-
Bluetooth



Aplikacje na urządzenia mobilne

MacR6
Rejestrator impulsów



IK - 301
Przemysłowy
modem 3,5G



www.plum.pl



Politycy, komentatorzy, media, rozpoczynając sezon wakacyjny, wszystkie prognozy koncentrowali na tym, jak będzie się rozwijała coraz bardziej napięta sytuacja za wschodnią granicą. Tymczasem jesienny kalendarz polityczny rozpoczęła zaskakująca dymisja rządu, spowodowana nie żadnym kryzysem politycznym, a awansem premiera i lidera rządzącej koalicji na prezydenta Unii Europejskiej. I to w sytuacji, gdy za wschodnią granicą napięcie nie zmalało, a jego reperkusje gospodarcze (embargo rosyjskie) są nieznane i mało przewidywalne. Z jednej strony – duma, że Polska dołączyła do grona liderów Europy, a z drugiej – niepokój, co przyniesie nowe rozdanie na krajowej scenie politycznej. Historyczne okoliczności zachęcają do zajrzenia do I aktu „Wesela” Wyspiańskiego: „tak by się nam serce śmiało do ogromnych, wielkich rzeczy, a tu pospolitość skrzeczy”.

I to jest właśnie nasz dylemat. Czy na europejskich salonach będziemy silni naszą polityczną wyobraźnią, mocnymi argumentami w sferze gospodarczej, aktywnością w kreowaniu wspólnego rynku przemysłowego, finansowego, energetycznego? Czy pozostaniemy liczącym się krajem wspólnoty, ale ze stosunkowo niską zdolnością do konkurencyjności, małą aktywnością w podnoszeniu atrakcyjności naszej gospodarki, słabo przygotowani, aby uruchomić pełen kreatywny potencjał państwa, zdolny zapewnić impet procesom rozwoju?

Na naszym energetycznym poletku widać, gdzie jesteśmy. Nie mamy wypracowanej i uzgodnionej politycznie strategii dla rynku energii, spójnej z polityką europejską. Nawet polityki cząstkowe – jak budowa terminalu LNG, inwestycje w poszukiwanie gazu z łupków, rozbudowa sieci przesyłowych, dystrybucyjnych i podziemnych magazynów gazu – to bardziej działania korporacyjne niż świadome działania administracji odpowiedzialnej za bezpieczeństwo energetyczne państwa. A na to nakłada się fatalna legislacja.

Tematem wydania uczyniliśmy bariery regulacyjno-techniczne rozwoju branży gazowniczej. Pokazujemy, jak banalne i wieloletnie zaniedbania w tym zakresie spowalniają konieczne inwestycje, ograniczają możliwości rozwoju, hamują innowacyjność. Jak brak wyobraźni polityków potrafi zagrozić naszym strategicznym interesom w zakresie bezpieczeństwa energetycznego. Konieczny jest pewien mentalny przełom w krajowym rządzeniu, nowy paradygmat gospodarczy, przejrzyste i prawdziwe partnerstwo pomiędzy biznesem, rządem a społeczeństwem obywatelskim.

Nasz prezydent europejski i nasz premier – to musi być silne partnerstwo. Inaczej nasza obecność na salonach będzie nic nieznaczącym epizodem.

Mieczysław Menżyński
przewodniczący Rady Programowej
„Przeglądu Gazowniczego”

Rada Programowa

przewodniczący
Mieczysław Menżyński,
– wiceprezes PZITS

wiceprzewodniczący
Cezary Mróz – członek zarządu Izby
Gospodarczej Gazownictwa

członkowie:

Małgorzata Ciemnołowska
PGNiG SA

Maja Girycka
Polska Spółka Gazownictwa
Oddział w Zabrzcu

Małgorzata Polkowska
Operator Gazociągów Przesyłowych
GAZ-SYSTEM S.A.

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. (+48) 22 631 08 46, 22 631 08 38
faks 22 631 08 47
e-mail: bartgraf@bartgraf.com.pl

Projekt graficzny:
Jolanta Krafft-Przeździecka

DTP
Ewa Księżopolska-Bisińska
Ewa Wojtowicz-Topiłko, Anna Zabrocka

Nakład 2000 egz.

TEMAT WYDANIA

- 8 **Inwestorski tor przeszkód.** Łukasz Złakowski, członek Komisji Kodyfikacyjnej Prawa Budowlanego, analizuje bariery prawne procesu inwestycyjnego
- 13 **Wyzwania metrologii prawnej w gazownictwie.** Dr inż. Jacek Jaworski z INiG analizuje wymagania prawne dla przyrządów pomiarowych rozliczeniowych
- 16 **Miało być „swobodniej w litosferze”.** Rozmowa z Henrykiem Jackiem Jezerskim, wiceministrem środowiska i głównym geologiem kraju w latach 2007–2011.
- 18 **Bariery regulacyjno-techniczne rozwoju branży ciepłowniczej** omawia Jacek Szymczak, prezes IGCP
- 19 **Z jednej strony państwo wznieca, a z drugiej gasi pożar** – twierdzi Andrzej Arendarski, prezes KIG



20

NASZ WYWIAD

- 20 **Kodeks przyjazny inwestorom.** Rozmowa z prof. dr. hab. Zygmuntem Niewiadomskim, przewodniczącym Komisji Kodyfikacyjnej Prawa Budowlanego

PUBLICYSTYKA

- 22 **Jak zmienia się rynek energii?** Dr Leszek Juchniewicz, doradca Prezydenta Pracodawców RP, omawia kierunki zmian
- 26 **Ocena realizacji PEP 2030 – wybrane refleksje.** Wojciech Kułagowski, niezależny ekspert energetyczny, omawia dokumenty rządowe
- 28 **Czy norma europejska może utrudniać rozwój branży gazowej w Polsce?** Dr inż. Eliza Dyakowska z OGP GAZ–SYSTEM S.A. omawia propozycje Komisji Europejskiej
- 30 **XVIII Forum Ciepłowników Polskich** omawia Andrzej Schoeneich, przedstawiciel IGG

REPORTAŻ

- 32 **Polska Spółka Gazownictwa partnerem spektaklu Andrzeja Wajdy;** Katarzyna Jędrzyak z PSG przedstawia wielkie wydarzenie artystyczne w Gdańsku
- 34 **PGNiG SA**
- 36–39 **POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA SP. Z O.O.**



32

GAZ–SYSTEM S.A.

- 40 **Badamy bezpieczeństwo gazociągów.** Leszek Pytel, Dominik Radecki, Andrzej Rudnicki z OGP GAZ–SYSTEM S.A. omawiają projekt badawczy związany z bezpieczeństwem rurociągów gazowych

TECHNOLOGIE

- 42 **Innowacyjne narzędzia do rozpierania kołnierzy rurociągów.** Michael Machnik z firmy Equalizer International promuje nowoczesną technologię
- 45 **Inteligentne systemy pomiarowe w gazownictwie**
- 55 **Dobór i eksploatacja armatury kulowej PMSS w gazownictwie.** Zbigniew Rudzki z SGT EuRoPol GAZ s.a. pisze o uwarunkowaniach i ograniczeniach technicznych, wynikających z konstrukcji PMSS

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

- 46 **Wyznaczanie cen regulowanych w warunkach częściowej liberalizacji rynku gazu ziemnego.** Ryszard Węcowski prezentuje różnorodność rozwiązań w tym zakresie

OSOBOWOŚĆ

- 48 **Chłodnym okiem.** Adam Cymer kreśli sylwetkę Michała Szubskiego

ANALIZA

- 50 **Gaz ziemny w regionie Morza Kaspijskiego.** Aleksander Wasilewski, radca w MSZ, kontynuuje cykl publikacji nt. rynków gazu w krajach byłego Związku Radzieckiego

EKOLOGIA

- 60 **Energia elektryczna? A może jednak gaz ziemny w transporcie?** Sławomir Nestorowicz po raz kolejny upomina się o systemowe rozwiązania dla paliwa CNG w transporcie

SPORT

- 62 **PGNiG Beach Handball Tour 2014**

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Dla IGG okres letni obfitował w istotne, z punktu widzenia branży gazowniczej, wydarzenia.

10 lipca 2014 r. Izba Gospodarcza Gazownictwa przekazała – przygotowane na podstawie opinii zrzeszonych firm członkowskich IGG – do Komisji Kodyfikacyjnej Prawa Budowlanego uwagi ogólne i szczegółowe do projektu **kodeksu urbanistyczno-budowlanego**. Intencją dokumentu była potrzeba uproszczenia przepisów i deregulacji procesu budowlanego, tymczasem autorzy wprowadzają do dokumentu nowe – naszym zdaniem zbyt ogólne – regulacje, które w istotny sposób mogą ograniczać lub wręcz uniemożliwiać ich realizację w praktyce, a zastosowanie w kodeksie nowe definicje i sformułowania spowodują brak spójności i adekwatności wobec obecnie obowiązujących ustaw i rozporządzeń. Zwracamy uwagę również na to, iż projekt kodeksu urbanistyczno-budowlanego reguluje przede wszystkim sprawy zagospodarowania przestrzennego, natomiast tylko niewielka jego część reguluje kwestie przygotowania i realizacji inwestycji. Jest to stosunkowo ogólnikowy dokument, który – w naszej opinii – nie precyzuje do końca, jak będzie wyglądał proces inwestycyjny w zakresie budowy sieci gazowych. W większości tego dokumentu istniejące zapisy odnoszą się do obiektów kubaturowych, natomiast brakuje systemowego rozwiązania inwestycji liniowych. Mamy nadzieję, że nasze uwagi i propozycje umożliwią realizację celu postawionego przed komisją w zakresie stworzenia uporządkowanej, zderegulowanej i odformalizowanej regulacji prawnej procesu inwestycyjno-budowlanego, regulacji, która zapewniłaby dbałość o dobro wspólne, a jednocześnie działałaby prorozwojowo, tworząc rozwiązania przyjazne dla infrastruktur technicznych.

22 lipca br. IGG przekazała do Ministerstwa Gospodarki uwagi do projektu **ustawy o efektywności energetycznej** (projekt z 12 czerwca 2014 roku, wersja 1.16). Celem nowelizacji ma być „utrzymanie ram prawnych dla działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej gospodarki, zakreślonych przez dyrektywę 2006/32/WE oraz stworzenie podstaw w krajowym porządku prawnym dla nowych rozwiązań przewidzianych w nowej dyrektywie 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej” poprzez implementację dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25.10.2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmianę dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenie dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE. Podzielając zasadnicze motywy projektodawcy, dodatkowo zwracamy uwagę na potrzebę uwzględnienia przy projektowaniu nowych przepisów oceny sposobu funkcjonowania systemu ustanowio-

nego przez ustawę z 15 kwietnia 2011 roku o efektywności energetycznej. Naszym zdaniem, istotne wady legislacyjne dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej znacząco zwiększają ryzyko regulacyjne prowadzenia działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne. Wątpliwości interpretacyjne, zgłaszane przez adresatów norm prawnych określonych w ustawie o efektywności energetycznej, doprowadziły do wydania przez prezesa URE „Informacji w sprawie zasad realizacji obowiązku pozyskania i umorzenia świadectw efektywności energetycznej lub wniesienia opłaty zastępczej za rok 2013”. Do podstawowych wad ustawy o efektywności energetycznej, powtórzonych w nUEE, zaliczyć należy: brak mechanizmów gwarantujących odpowiedni poziom podaży świadectw efektywności energetycznej („białych certyfikatów”), brak precyzji terminologicznej, powiązany z kwestią definicji legalnych (np. brak definicji pojęcia „gazu ziemnego”, który na użytek nUEE powinien zostać zastąpiony pojęciem „paliwo gazowe”, brak zdefiniowania pojęcia „sieci”, zbyt wąski zakres przedmiotowy katalogu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej (brak uznania inwestycji w sieci gazowe za przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej), jak również luki systemowe prowadzące do zaburzenia warunków konkurencji (kwestia zakupów gazu „na granicy”). Wymienione powyżej przykłady wskazują na konieczność uwzględnienia zidentyfikowanych wad obowiązującej ustawy o efektywności energetycznej jako jednego z zasadniczych, obok implementacji prawa Unii Europejskiej, motywów uchwalenia nowej ustawy.

31 lipca 2014 r. IGG przekazała do MG uwagi do projektu **ustawy o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” oraz niektórych innych ustaw** (projekt z 1 lipca 2014 r., wersja 1.2). W przekazanym stanowisku zauważamy, że nowelizacja ta dokonuje niezbędnych zmian w krajowych aktach prawnych w związku z obowiązaniem wprost wszystkich krajów unijnych rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii („rozporządzenie”, „rozporządzenie REMIT” lub „REMIT”). Proponowane zmiany można uznać za niezbędne, należy jednak zadbać, aby nie wykraczały one poza wskazania rozporządzenia REMIT ani ich nie modyfikowały. Z zasady bowiem rozporządzenia są aktami prawa pochodnego Unii Europejskiej skutecznymi bezpośrednio, i jedynie w wyjątkowych przypadkach wymagają wdrożenia do krajowego porządku prawnego.

1 września br. Izba Gospodarcza Gazownictwa przekazała do Ministerstwa Gospo-



Agnieszka Rudzka

darki uwagi IGG do projektu MG „**Wariantów wdrażania inteligentnych systemów pomiarowych w sektorze gazu ziemnego**” wraz ze „**Strategią wsparcia projektów inwestycyjnych dla inteligentnych sieci gazowych w perspektywie finansowej 2014–2020**”. Uwagi IGG oraz „Strategia wsparcia projektów inwestycyjnych...” są dostępne na stronach IGG: www.igg.pl w zakładce Komentarze. „Strategia wsparcia projektów inwestycyjnych...” powstała na drodze uzgodnień pomiędzy GAZ-SYSTEM S.A., PSG sp. z o.o. i PGNiG SA i przy współpracy z Izłą Gospodarczą Gazownictwa, z uwzględnieniem wskázówek Ministerstwa Gospodarki i Ministerstwa Infrastruktury i Rozwoju. W „Strategii...” oparto się na wytycznych dotyczących ogólnej koncepcji *smart grid*, której wdrożenie ma pomóc w tworzeniu wewnętrznego rynku energii w UE oraz na rekomendacjach ekspertów definiujących rolę systemów gazowych w realizacji koncepcji *smart grid*. Ogólna koncepcja *smart grid* (inteligentnych sieci) ma pełnić istotną rolę w procesie przekształcania funkcjonalności obecnego rynku energii. Przyszły rynek energii będzie rynkiem zorientowanym na konsumenta i będzie wspierał osiągnięcie celów polityki energetycznej Unii Europejskiej) w perspektywie 2020 roku i w kolejnych latach. Dlatego projekt MG powołania ogólnokrajowego Operatora Informacji Pomiarowych dla wszystkich mediów branża gazownicza ocenia negatywnie, jako niezgodny z interesem klientów, na których ostatecznie przeniesione zostaną koszty funkcjonowania dodatkowego operatora.

Działając na rzecz rozwoju technologii zapewniających wzrost bezpieczeństwa technicznego gazociągów, Izba Gospodarcza Gazownictwa i Urząd Dozoru Technicznego 11 września 2014 r. podpisały **Porozumienie o współpracy**. Tym samym strony zobowiązały się do tworzenia warunków do wdrażania rozwiązań prawnych i normalizacyjnych, mających wpływ na bezpieczeństwo techniczne gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych.

dokończenie na str. 59

● **27 września br.** została otwarta przez Fundację Green Fuel i portal cng.auto.pl nowa ogólnodostępna stacja tankowania gazem ziemnym w Kaliszu. Budowa Stacji CNG w Kaliszu jest inwestycją powstałą w wyniku porozumienia przedsiębiorców zrzeszonych w branży NGV oraz użytkowników pojazdów zasilanych ekologicznym CNG, dzięki którym rozwija się infrastruktura sieci tankowania gazem ziemnym w Polsce. Nowa stacja w Kaliszu to efekt działań obu organizacji na rzecz pilnej implementacji dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie rozmieszczenia infrastruktury paliw alternatywnych.

● **23 września br.** W wyniku prowadzonego od stycznia 2014 r. postępowania sprawdzającego, po analizie zgromadzonych materiałów oraz po otrzymaniu opinii Komisji Europejskiej, prezes Urzędu Regulacji Energetyki przyznał Operatorowi Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. certyfikat spełnienia kryteriów niezależności w związku z wykonywaniem funkcji operatora systemu przesyłowego na sieciach własnych. Oznacza to, że GAZ-SYSTEM S.A. pozostaje pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od wykonywania innych działalności niezwiązanych z przesyłaniem paliw gazowych. Zgod-

Sejmowa propozycja zakazu wyłączeń odbiorców domowych

9 września br. na ręce pos. Alicji Olechowskiej, przewodniczącej podkomisji nadzwyczajnej ds. rozpatrzenia poselskiego projektu **ustawy o zmianie ustawy o podatku dochodowym od osób fizycznych oraz niektórych innych ustaw** (druk nr 2298), przekazane zostało podpisane przez prezesów: Izby Gospodarczej Gazownictwa, Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie oraz Towarzystwa Obrót Energiją wspólne stanowisko dotyczące wykreślenia z ww. nowelizacji proponowanych zapisów w art. 3 pkt. 2 nowelizacji. W piśmie zwrócono uwagę, iż wprowadzenie ww. zapisu oznacza, że wszyscy odbiorcy w gospodarstwach domowych, a nie jedynie odbiorcy wrażliwi (do których zmiana ustawy się odnosi), będą mogli nie płacić rachunków za energię elektryczną, ciepło czy paliwa gazowe przynajmniej przez okres od 1 grudnia do 1 marca. W praktyce oznacza to możliwość zalegania przez odbiorców w gospodarstwach domowych z płatnościami na rzecz przedsiębiorstw energetycznych (sprzedających i dostarczających energię elektryczną, ciepło czy gaz) nawet przez okres półroczny. Wprowadzenie proponowanych zapisów może spowodować negatywne skutki finansowe dla przedsiębiorstw energetycznych, gdyż wzrost zadłużenia klientów może sięgać dziesiątek milionów złotych, które w konsekwencji poniosą pozostali, płacący odbiorcy. Zdaniem IGCP, IGG i TOE dodatkowe koszty, które wynikną z wprowadzenia przedmiotowej zmiany w art. 3 pkt 2 nie spowodują poprawy sytuacji odbiorców wrażliwych. Na rozwiązaniach tych zyskają odbiorcy, którzy dzięki możliwości odłożenia w czasie płatności za energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe będą traktować to jako sposób dodatkowego kredytowania. Na takim postępowaniu ucierpią jedynie uczciwi odbiorcy, którzy regularnie płacą swoje zobowiązania, ponieważ przedsiębiorstwa energetyczne będą musiały przenieść te zaległe zobowiązania w ceny energii elektrycznej, ciepła czy gazu, tak aby pokryć powstałe straty z tego tytułu. Większość odbiorców, którym nowelizacja umożliwi kredytowanie się kosztem sprzedawców energii elektrycznej, ciepła i gazu, a w konsekwencji także przecież pozostałych odbiorców, nie będzie mieć świadomości, że odkładanie płatności w czasie nie oznacza anulowania takiej należności – ludzie często nie zdają sobie sprawy, że po takim okresie następuje kumulacja płatności, którą jeszcze trudniej spłacić.

nie z przepisami, operatorem systemu przesyłowego może zostać wyznaczony jedynie podmiot, który otrzymał od prezesa URE decyzję w sprawie przyznania certyfikatu niezależności.

● **23 września br.** W Nowym Jorku odbył się szczyt klimatyczny zwołany przez sekretarza generalnego ONZ Ban Ki-moon. Wzięli w niej udział przywódcy 126 państw, choć bez liderów Chin i Indii (1. i 4. miejsce w rankingu największych trucicieli. Chiny przyznały, że w 2013 r. po raz pierwszy wyprzedziły Europę w emisji CO₂ per capita i są odpowiedzialne za 60 proc. wzrostu globalnych emisji w porównaniu z 2012 r.). Podczas ceremonii otwarcia szczytu klimatycznego Rajendra K. Pachauri, przewodniczący IPCC, powiedział, że koszty, które trzeba będzie ponieść za naszą bierność w stosunku do zmian klimatycznych, będą wyższe niż koszty, które teraz mielibyśmy ponieść, podejmując działania zapobiegające globalnemu ociepleniu.

Polskę na spotkaniu reprezentowali prezydent Bronisław Komorowski oraz Marcin Korolec, sekretarz stanu w Ministerstwie Środowiska, pełnomocnik rządu ds. polityki klimatycznej.

– Szczyt klimatyczny w Nowym Jorku był niezwykle ważnym wydarzeniem politycznym, którego efekty niewątpliwie będą wpływać na dalszy przebieg nego-

Z prac Komitetu Standardu Technicznego IGG

W III kwartale br. ukazały się drukiem:

- opracowany przez Zespół Roboczy nr 5 pod kierownictwem Macieja Witka Standard Techniczny oznaczony: **ST-IGG-0504:2014, Zespoły gazowe na przyłączach. Wymagania w zakresie obsługi,**
- opracowany przez Zespół Roboczy nr 2 pod kierownictwem Roberta Kwiatkowskiego Standard Techniczny oznaczony **ST-IGG-0202:2014, Pomiary i rozliczenia paliwa gazowego.**

Standardy są do nabycia w wersji papierowej i elektronicznej.

Do ankiety w III kwartale 2014 skierowano następujące projekty standardów technicznych:

- **ST-IGG-2901:2014;** Zastosowanie bezsiarkowego środka nawaniającego w sieciach gazowych (wersja 23.06.2014 r.);
- **ST-IGG-0204:2014;** Urządzenia elektryczne – wymagania i sprawdzenia (wersja: 2.06.2014);

■ **ST-IGG-1701:2014;** Zasady i tryb przeprowadzania oceny stanu technicznego gazociągów i oceny ich przydatności do dalszego użytkowania (wersja 05.08.2014);

■ **ST-IGG-2101:2014,** Projektowanie, budowa i użytkowanie gazociągów z PE do 0,5 MPa. Wymagania i zalecenia (wersja 3.09.2014 r.);

■ **ST-IGG-2102:2014,** Wytyczne techniczne projektowania, wykonania i odbioru gazociągów z tworzyw sztucznych o maksymalnym ciśnieniu roboczym od 0,5 MPa do 1,6 MPa (wersja 3.09.2014 r.);

■ **ST-IGG-2103:2014,** Gazociągi dystrybucyjne. Warunki techniczne zamykania przepływu w gazociągach z polietylenu metodą zaciskania. Wymagania i zalecenia (wersja 3.09.2014 r.).

Do weryfikacji przekazano po upływie trzech lat od ustanowienia:

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

racji klimatycznych, bowiem uczestnicy zadeklarowali konieczność podjęcia pilnych działań na rzecz ograniczania emisji, adaptacji do zmian klimatu i nawiązania jak najszybszej współpracy międzynarodowej w tym zakresie. Tak liczna obecność państw była dowodem wysokiego poziomu świadomości oraz zaangażowania najważniejszych polityków w doprowadzenie do zawarcia w Paryżu nowego porozumienia klimatycznego, zgodnie z przyjętymi w Durbanie i Warszawie decyzjami. Nikt nie kwestionuje potrzeby walki ze zmianami klimatycznymi. W tym kontekście szczególne znaczenie miała myśl sformułowana przez Baracka Obamę, prezydenta Stanów Zjednoczonych: „Jesteśmy pierwszym pokoleniem, które tak dotkliwie odczuwa skutki zmian klimatu i jednocześnie ostatnim, które ma jeszcze możliwość podjęcia skutecznych działań” – komentował minister Marcin Korolec.

Spotkanie światowych przywódców w siedzibie głównej ONZ poprzedził „People’s Climate March” (Obywatelski Marsz Klimatyczny), który przeszedł w niedzielę ulicami Nowego Jorku. W marszu wzięło udział prawie 400 tysięcy osób, ponad 1000 organizacji społecznych z całego świata, reprezentujących głos ponad 100 milionów ludzi, a także sam Ban Ki-moon. Była to największa w historii demonstracja poparcia dla działań gwarantujących ochronę klimatu.

● **22 września br.** Włodzimierz Karpiński, minister skarbu państwa, poinformował, że na stronie MSP został zamieszczony projekt „Ustawy w sprawie szczególnych zasad przygotowania i realizacji inwestycji w zakresie poszukiwania, rozpoznawania, wydobywania i transportowania węgłowodórów”. Minister ogłosił, że w ciągu 30 dni dokument będzie podlegał publicznej ocenie.

* * *

Nagle ogłoszony nowy projekt specustawy węglowodorowej oznacza, że administracja rządowa sama uznała, iż uchwalona 11 lipca przez Sejm po wielu problemach związanych z jej kształtem, ustawa o zmianie ustawy „Prawo geologiczne i górnicze” powinna być zmieniona, zanim w ogóle weszła w życie. Poprzednia nowelizacja przy-

Do Izby Gospodarczej Gazownictwa w 2014 r. przystąpiły:

1. **ALSI Sp. z o.o. spółka komandytowa** z siedzibą w Zakrzewiu przy ul. Olszynowej 1. Firma zatrudnia ok. 100 osób i zajmuje się sprzedażą hurtową urządzeń wykorzystywanych w górnictwie, budownictwie oraz inżynierii lądowej (www.alsi.pl).
2. **Elektrociepłownia Stalowa Wola SA** z siedzibą w Stalowej Woli przy ul. Energetyków 13. Spółka zatrudnia 32 osoby i produkuje energię elektryczną, ciepło i parę, prowadzi budowę bloku gazowo-parowego. (www.ec-sw.pl).
3. **KONERG Sp. z o.o.** z siedzibą w Warszawie przy ul. Rzymowskiego 31. Firma zatrudnia 6 osób i prowadzi działalność związaną z dystrybucją paliw gazowych, a także wytwarzaniem, przesyłaniem, dystrybucją oraz handlem energią elektryczną www.konerg.pl).
4. **MIROMETR Sp. z o.o.** z siedzibą w Bażanowicach (gmina Goleiszewo) przy ul. Cieszyńskiej 1 A. Firma zatrudnia ponad 200 osób i zajmuje się produkcją przyrządów pomiarowych, kontrolnych i nawigacyjnych (www.mirometr.com.pl).
5. **TRACTABEL ENGINEERING SA (GDF SUEZ)** z siedzibą w Katowicach przy ul. Dułęby 5. Firma zatrudnia ponad 70 osób i świadczy usługi doradcze i inżynierskie dla firm zajmujących się wytwarzaniem, przesyłem, magazynowaniem i dystrybucją gazu ziemnego. Wspiera działalność firm w całym łańcuchu dostaw, począwszy od studiów wykonalności, analiz lokalizacyjnych, poprzez opracowania koncepcyjne i projektowe, do usług asysty technicznej i inżyniera kontraktu (www.tractabel-engineering-gdfsuez.com).

jęta została sceptycznie przez biznes poszukiwawczo-wydobywczy, więc może dopiero specustawa poprawi nastroje inwestorów i ożywi prace na terenach koncesyjnych.

● **17 września br.** Spółka 3Legs Resources, jedna z aktywniejszych firm poszukujących gazu i ropy ze złóż niekonwencjonalnych w Polsce zrezygnowała z dalszych prac, a jej udziały (30%) w spółce Lane Energy Poland przejmie Conoco-Phillips.

● **11 września br.** Izba Gospodarcza Gazownictwa i Urząd Dozoru Technicznego podpisały porozumienie o współpracy. W jej ramach opisano pola współpracy:

○ wzajemne informowanie i wspieranie inicjatyw w zakresie tworzenia regulacji technicznych dotyczących bezpieczeństwa technicznego gazociągów gazu ziemnego oraz infrastruktury z nimi związanej,

○ wspólne wypracowywanie regulacji w zakresie warunków technicznych dotyczących gazociągów gazu ziemnego, z możliwością wykorzystywania branżowych standardów technicznych IGG,

○ wypracowywanie zasad postępowania w zakresie badań, ekspertyz i opinii technicznych, poprawiających bezpieczeństwo techniczne gazociągów gazu ziemnego,

○ konsultowanie działań w przypadkach wystąpienia znacznych awarii powodujących zniszczenie gazociągu gazu ziemnego oraz przerwy w przesyłaniu gazu ziemnego,

○ informowanie się przy organizacji konferencji naukowo-technicznych oraz seminariów dotyczących rynku gazu ziemnego,

○ wspólna realizacja inicjatyw dotyczących podwyższania kwalifikacji oraz wspólnych szkoleń na rzecz podnoszenia poziomu bezpieczeństwa technicznego w sektorze gazo-energetycznym.

● **29–30 sierpnia br.** zostały rozegrane XXVI Mistrzostwa Polski w Tenisie Firm Naftowych i Gazowniczych o Puchar Prezesa PGNiG. Do sportowej rywalizacji w siedmiu kategoriach stanęło 61 osób. Wśród płci pięknej najlepszą zawodniczką okazała się Ewelina Skaza (PKP Energetyka), natomiast w kategorii OPEN zwyciężył Marcin Jabłoński (PGNiG), w kategorii +41 Dariusz Krakowiak (GAZ–SYSTEM), w kategorii +50 Paweł Bienias (GAZ–SYSTEM), najwyższe trofeum – Puchar Prezesa PGNiG – przypadł drużynie PGNiG, a kolejne miejsca zajęły drużyny z GAZ–SYSTEMU i Polskiej Spółki Gazownictwa.

● **19 sierpnia br.** do Agencji Wykonawczej ds. Innowacyjności i Sieci (INEA – *Innovation & Networks Executive Agency*) wpłynęły wnioski złożone przez GAZ–SYSTEM S.A. i litewskiego operatora AB Amber Grid w sprawie współfinansowania projektu Gazowego Interkonektora Polska–Litwa (GIPL), z wykorzystaniem instrumentu finansowego *Connecting Europe Facility* (CEF). Przewidywane koszty budowy wyniosą 558 mln EUR, z czego

dokończenie na str. 59

Inwestorski tor przeszkód

Łukasz Złakowski

Rozwój sieci gazowniczej poza aspektami ekonomiczno-finansowymi (dostępność środków na inwestycje) jest uzależniony od otoczenia prawnego realizacji inwestycji. Nie ulega wątpliwości, iż obecny stan regulacji prawnych należy uznać za wysoce niezadowolający, stanowiący barierę dla procesu modernizacji i rozbudowy sieci gazowej w Polsce.

Ciekawe, w niektórych środowiskach, niezwiązanych wprost z gazownictwem, panuje przekonanie, iż branża gazowa może realizować swoje inwestycje bez przeszkód – wskazuje się przy tym tzw. specustawę gazową, czyli ustawę z 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz.U. Nr 84, poz. 700, z późn. zm.). Osobom takim „umyka” fakt, iż usprawnienia procesu inwestycyjnego dotyczą wyłącznie inwestycji zaliczonych w art. 38 ustawy do kategorii „inwestycji towarzyszących inwestycjom w zakresie terminalu” – w przypadku inwestycji liniowych są to wyłącznie inwestycje realizowane przez Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

W konsekwencji większość inwestycji w zakresie rozwoju sieci gazowniczej musi być realizowana na zasadach ogólnych, uregulowanych w przepisach ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz ustawy „Prawo budowlane”.

Nie ulega wątpliwości, iż polski system prawny nie uwzględnia w sposób dostateczny specyfiki realizacji inwestycji infrastrukturalnych, zwłaszcza inwestycji liniowych.

Jeśli chodzi o występujące bariery prawne, szczególnie istotne wydają się aspekty związane z planowaniem przestrzennym, oceną oddziaływania na środowisko oraz pozyskiwaniem tytułów prawnych do dysponowania nieruchomością na cele budowlane.

Bariery planistyczne

W przypadku każdej inwestycji infrastrukturalnej pierwszym etapem zawsze jest etap lokalizacyjny.

Budowa urządzeń służących do przesyłania lub dystrybucji gazów oraz innych obiektów niezbędnych do korzystania z tych urządzeń stanowi cel publiczny w rozumieniu art. 6 pkt 2) ustawy z 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (tekst jednolity Dz.U. z 2010, Nr 102, poz. 651; z późn. zm.). W konsekwencji realizacja takich urządzeń i obiektów stanowi inwestycję celu publicznego zgodnie z art. 2 pkt 5)

ustawy z 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (tekst jednolity Dz.U. z 2012 r. poz. 647, z późn. zm.).

Lokalizacja inwestycji celu publicznego następuje w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego bądź w trybie decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego – jeżeli na danym terenie nie obowiązuje plan miejscowy.

Trzeba jednak podkreślić, że dla niektórych terenów lokalizacja może nastąpić wyłącznie w trybie planu miejscowego. Chodzi o tereny leśne oraz grunty rolne objęte ochroną (a więc klas I-III). O ile w przypadku gruntów rolnych realizacja sieci gazowej nie będzie wiązać się – co do zasady – ze zmianą przeznaczenia gruntu z rolniczego na nierolny, o tyle w przypadku gruntów leśnych sytuacja jest bardziej złożona.

W świetle części wyroków sądowych sieć gazowa wraz ze strefą kontrolowaną jest terenem wymagającym przeznaczenia na cele nieleśne. W takiej sytuacji – po pierwsze – wymagane jest uzyskanie odpowiedniej zgody (w praktyce wydawanej przez dyrektora Generalnej Dyrekcji Lasów Państwowych na podstawie opinii marszałka województwa, a także Regionalnej Dyrekcji Lasów Państwowych). Po drugie – taka zgoda może zostać uzyskana wyłącznie w ramach trybu sporządzania planu miejscowego (a nie wystąpienia przez inwestora o wydanie decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego).

Oczywiście, praktyka inwestycyjna w wielu przypadkach pozwala uniknąć procedury zmiany przeznaczenia gruntu leśnego w związku z realizacją sieci gazowej (rozwiązania typu przewieroty pod drzewostanem itp.). Niemniej jednak sytuacje takie wiążą się co najmniej z określonym ryzykiem prawnym – występują różne interpretacje w tym zakresie zarówno na poziomie gmin (wydających decyzje w sprawie inwestycji celu publicznego), organów uzgadniających w zakresie ochrony gruntów leśnych (Dyrekcja Generalna Lasów Państwowych), jak i starostw (na etapie pozwolenia na budowę). W przypadku sprzeciwu społecznego związanego z realizacją inwestycji może to stanowić również argumentację stron zaskarżających decyzję o lokalizacji inwestycji celu publicznego. Należy pamiętać, iż zgodnie z regulacją zawartą w § 10 ust. 4 rozporządzenia ministra gospodarki z 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz.U., poz. 640): „w strefach kontrolowanych nie mogą rosnąć drzewa w odległości mniejszej niż 2,0 m od gazociągów o średnicy do DN 300 włącznie i 3,0 m od gazociągów o średnicy większej niż DN 300, licząc od osi gazociągu do pni drzew. Wszelkie prace w strefach kontrolowanych mogą być prowadzone tylko po wcześniejszym uzgodnieniu sposobu ich wykonania z właściwym operatorem uzgodnieniu sposobu ich wykonania z właściwym operatorem sieci gazowe”. Bardzo trudno bronić tezy, iż tak szeroki zakres zakazów oraz jednocześnie uprawnień operatora sieci gazowej nie oznacza przeznaczenia terenu na cele nieleśne – dlatego należy stwierdzić, iż prawdopodobieństwo obowiązku procedowania

w trybie planu miejscowego dla tego typu odcinków będzie stosunkowo wysokie.

Opisana sytuacja ma bardzo poważne konsekwencje z punktu widzenia realizacji inwestycji. O ile decyzję o lokalizacji inwestycji celu publicznego wydaje się na wniosek inwestora, a organ (wójt, burmistrz, prezydent miasta) nie może odmówić ustalenia lokalizacji inwestycji celu publicznego, jeżeli inwestycja jest zgodna z przepisami odrębnymi (art. 56 UoPiZP), o tyle miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego uchwała rada gminy, a projekt planu sporządza wójt (burmistrz, prezydent miasta). Do sporządzenia i uchwalenia planu inwestor nie może właściwie gminy przymusić – nawet jeżeli jest to inwestycja celu publicznego. Warto podkreślić, że przyjęcie planu miejscowego w zastępstwie gminy przez wojewodę (art. 12 ust. 3 UoPiZP) jest możliwe wyłącznie wtedy, jeżeli gmina nie

ny studium przez inwestora, a z drugiej – nie podejmują działań dostosowawczych na własny koszt, zaskaniając się brakiem środków w budżecie.

Przepisy nie rozstrzygają jednoznacznie, czy wyłonienie projektanta, który opracuje projekt dokumentów planistycznych (planu miejscowego, studium) nastąpić powinno w trybie zamówień publicznych (a więc przetarg zorganizowany przez gminę) czy poza procedurą zamówień (np. inwestor wyłania firmę w trybie „zaprojektuj i wybuduj”, która podzleca opracowania planistyczne pracowni urbanistycznej). Jest to istotne z praktycznego punktu widzenia, ponieważ procedura zamówień publicznych w sposób oczywisty wydłuża postępowania, dodatkowo zaś w sytuacjach, w których inwestycja liniowa przebiega przez kilka gmin – prowadzi do ryzyka rozdrobnienia prac projektowo-urbanistycznych (różne pracownie w poszczegól-



wprowadzi danej inwestycji do studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego. W sytuacji, w której gmina wprowadzi daną inwestycję do studium, ale nie uchwali następnie planu, w obecnym stanie prawnym nie istnieje możliwość przymuszenia gminy do przyjęcia planu.

W przypadku tych inwestycji gazowych, dla których inwestor lokalizować będzie inwestycje w trybie planu miejscowego, pojawiają się kolejne bariery opóźniające proces inwestycyjny.

Po pierwsze, pojawia się kwestia ponoszenia kosztów opracowania planu miejscowego oraz odpowiedniej zmiany dostosowawczej studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. O ile bowiem odnośnie do planu miejscowego ponoszenie kosztów opracowania planu przez inwestora zostało wprost przewidziane w ustawie (art. 21 ust. 2 pkt 4 UoPiZP), o tyle zapis taki nie znalazł się w przepisach regulujących koszty opracowania studium (art. 13 ust. 2 UoPiZP). Prowadzi to niejednokrotnie do patowej sytuacji w negocjacjach z poszczególnymi gminami, które – z jednej strony – nie akceptują sfinansowania kosztów zmia-

gólnych gminach), co utrudnia koordynację oraz standaryzację przygotowywanych opracowań.

Pozwala to zidentyfikować podstawowe bariery związane z inwestycjami gazowymi na etapie lokalizacyjno-planistycznym:

- nieprecyzyjne regulacje dotyczące sytuacji, w których sporządzenie planu miejscowego jest obowiązkowe dla realizacji inwestycji (przepisy dotyczące ochrony gruntów leśnych),
- zagrożenie w zakresie trwałości decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego, wydawanych dla odcinków przebiegających przez tereny leśne,
- brak możliwości przymuszenia gmin do uchwalenia planów miejscowych nawet w przypadku przyjęcia, iż uzyskanie zgody leśnej wymaga obowiązkowo trybu sporządzenia i uchwalenia planu,
- brak precyzyjnych regulacji dotyczących zakresu oraz sposobu ponoszenia przez inwestora kosztów opracowań planistycznych (zwłaszcza studium),

- brak precyzyjnych regulacji kwestii podlegania/niepodlegania prac projektowych w tym zakresie regulacjom z dziedziny zamówień publicznych.

Bariery związane z procedurą środowiskową

Procedura oceny oddziaływania na środowisko, uregulowana w ustawie z 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz.U. Nr 199, poz. 1227), towarzyszy znacznej części inwestycji gazowych (z wyłączeniem gazociągów o ciśnieniu nie większym niż 0,5 MPa i przyłączy do budynków). Oznacza to konieczność uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji przedsięwzięcia, poprzedzonej w znacznej części przypadków procedurą oceny oddziaływania na środowisko (inventaryzacja przyrodnicza, raport, wyłożenie raportu do publicznego wglądu, możliwość składania uwag itp.). Procedury środowiskowe są obecne we wszystkich trybach realizacji inwestycji – nawet w przypadku inwestycji realizowanych w trybie tzw. specustaw. W dużej części ich regulacja w polskim prawie stanowi recepcję przepisów (dyrektyw) unijnych. Dlatego w niniejszym artykule pominięto szczegółową analizę tej procedury, ponieważ – chociaż czasochłonna – jest ona w zasadzie wspólna dla wszystkich rodzajów inwestycji (nie tylko gazowych). Warto jednak zwrócić uwagę na te rozwiązania, które ze względu na brak dostatecznej kompatybilności z procedurami uregulowanymi w innych przepisach wydłużają proces inwestycyjny, stanowiąc barierę dla realizacji inwestycji, zwłaszcza o charakterze liniowym, a więc m.in. dla realizacji sieci gazowych.

Należy tu zwrócić uwagę na relację pomiędzy powołanymi przepisami środowiskowymi a wcześniej omawianymi regulacjami z zakresu planowania przestrzennego.

Procedura środowiskowa a plan miejscowy

Zgodnie z art. 74 ust. 1 pkt 5) ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku, do wniosku o wydanie decyzji środowiskowej załącza się wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, jeżeli plan ten został uchwalony. Zgodnie natomiast z art. 80 ust. 2 powołanej ustawy, organ wydaje decyzję środowiskową po stwierdzeniu zgodności lokalizacji przedsięwzięcia z ustaleniami planu miejscowego, jeżeli plan ten został uchwalony. Oznacza to w konsekwencji, że dla terenów, na których obowiązuje plan miejscowy, sekwencja działań przygotowujących inwestycję jest następująca: wprowadzenie inwestycji do planu miejscowego, a następnie zatwierdzenie jej lokalizacji w decyzji środowiskowej. Takie zatwierdzenie w decyzji środowiskowej nie jest wcale automatyczne – jeżeli w wyniku opracowanego raportu oddziaływania na środowisko oraz uwag społeczeństwa akceptowalny z przyrodniczego punktu widzenia przebieg sieci gazowej miałby ulec zmianie, prowadziłyby to do sytuacji, w której:

- przebieg sieci wprowadzonej do planu miejscowego jest niezgodny z przebiegiem akceptowalnym w wyniku przeprowadzonej oceny oddziaływania na środowisko,

- organ środowiskowy nie może wydać decyzji środowiskowej dla lokalizacji sprzecznej z planem, nie wyda jednak również decyzji dla lokalizacji ustalonej w planie, gdyż ta nie jest zgodna z wynikami oceny oddziaływania na środowisko,
- pojawia się konieczność zmiany dostosowawczej planu miejscowego (i powtórzenia w tym zakresie procedur przewidzianych w ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym),
- dopiero po zmianie planu organ może wydać decyzję środowiskową zgodną z planem oraz zgodną z wynikami przeprowadzonej oceny oddziaływania na środowisko.

Należy podkreślić, że ten typ związania pomiędzy procedurą środowiskową a ustaleniami planów miejscowych nie występuje w przypadku inwestycji realizowanych w trybie tzw. specustaw. Dla inwestycji, których realizacja następuje w trybie specustawowym, na potrzeby wydania decyzji środowiskowej nie mają znaczenia ustalenia planów miejscowych (art. 74 ust. 1 pkt 5 ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku).

Procedura środowiskowa a decyzja o lokalizacji inwestycji celu publicznego

Niestety, analizując relację pomiędzy procedurami środowiskowymi a procedurami lokalizacyjnymi, uregulowanymi w ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, należy zauważyć, iż odmienną sekwencję działań przygotowujących inwestycję ustawodawca przewidział dla terenów pozbawionych planu miejscowego. W tym przypadku, zgodnie z art. 72 ust. 1 pkt 3) ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku, wydanie decyzji środowiskowej następuje przed uzyskaniem decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego. W przypadku inwestycji liniowych w praktyce często oznacza to poważny problem. Projektowane sieci przebiegają niejednokrotnie przez tereny częściowo pokryte planami miejscowymi, a częściowo takich planów pozbawione. Ze względu na wskazane rozbieżności w zakresie relacji pomiędzy procedurą środowiskową a odpowiednią procedurą planistyczną (uchwalanie planu miejscowego lub pozyskiwanie decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego) nie jest możliwe równoległe prowadzenie zmian dostosowawczych planów miejscowych (dla terenów, na których plan obowiązuje) oraz pozyskiwanie decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego (dla terenów, na których nie obowiązuje plan miejscowy). Ze względu na interpretację przepisów przez organy środowiskowe, nie są one również przychylnie dzieleniu inwestycji liniowej na kilka mniejszych odcinków (na przykład rozdzielanie decyzji środowiskowych dla terenów, na których obowiązuje plan miejscowy oraz dla terenów pozbawionych planu, dla których wydana będzie decyzja o lokalizacji inwestycji celu publicznego).

Powyższe niejednokrotnie „wymusza” na inwestorach próbę obejmowania jak największej części inwestycji planami miejscowymi. Jak wykazano bowiem wcześniej, plan miejscowy poprzedza decyzję środowiskową. W konsekwencji, po uchwaleniu planu miejscowego i uzyskaniu decyzji środowiskowej możliwe jest już kompletowanie dokumentacji projektowej oraz występowanie o pozwolenie na budowę. Możliwe jest również przeprowadzanie administracyjnych procedur w zakresie pozys-

skania tytułów prawnych do dysponowania nieruchomościami na cele budowlane w odniesieniu do tych właścicieli, z którymi nie powiodły się negocjacje – kwestię tę rozwinięto w dalszej części artykułu.

Natomiast w przypadku decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego, możliwość ich uzyskania (dla odcinków, na których nie ma planu) pojawia się dopiero po uzyskaniu ostatecznej decyzji środowiskowej, co przedłuża proces inwestycyjny, odsuwając możliwość występowania o pozwolenie na budowę, bądź wcześniej – w miarę potrzeby – o decyzję uprawniającą do wykorzystania nieruchomości na cele budowlane związane z inwestycją gazową.

Reasumując, wskazać należy na podstawowe bariery związane z procedurami środowiskowymi:

- **brak kompatybilności pomiędzy procedurą oceny oddziaływania na środowisko, zakończoną decyzją środowiskową, a procedurami planistycznymi,**
- **konieczność zmian dostosowawczych w przypadku terenów, na których obowiązuje plan miejscowy przed uzyskaniem decyzji środowiskowej, przy jednoczesnym braku związania organu środowiskowego ustaleniami planu,**
- **możliwość uzyskania decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego dopiero po uzyskaniu decyzji środowiskowej,**
- **opór organów środowiskowych przed dzieleniem postępowań środowiskowych (w przypadku inwestycji liniowych) na kilka procedur (np. oddzielnie dla terenów objętych planami oraz oddzielnie dla terenów, na których inwestor występuje o decyzję lokalizacyjną).**

Barierę w zakresie pozyskiwania tytułów do dysponowania nieruchomością na cele budowlane

Jak zaznaczono na wstępie, jedynie niewielka część inwestycji w zakresie rozwoju sieci gazowniczej objęta jest regulacjami specustawy gazowej.

W przypadku tych inwestycji proces pozyskiwania tytułów prawnych do dysponowania nieruchomościami na cele budowlane jest bardzo uproszczony. W decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie terminalu organ może oznaczyć nieruchomości, które zostają wyłączone na rzecz Skarbu Państwa, a także nieruchomości, w stosunku do których ogranicza się właścicielom sposób korzystania poprzez udzielenie zezwolenia na zakładanie i przeprowadzenie na nieruchomości urządzeń służących do przesyłu gazów oraz innych obiektów towarzyszących (art. 10 ust. 1 pkt 7 i 8). Dodatkowo, sama wysokość odszkodowania jest ustalana w odrębnej decyzji (art. 24 ust. 2 specustawy gazowej). Oznacza to, że ewentualny spór dotyczący wysokości odszkodowania nie blokuje procesu pozyskania prawa do dysponowania nieruchomością na cele budowlane.

W odniesieniu do większości inwestycji gazowych proces pozyskania nieruchomości na cele budowlane odbywa się na zasadach ogólnych.

Oznacza to, że – po pierwsze – zasadą jest pozyskiwanie tytułów do nieruchomości w drodze czynności cywilnopraw-

nych, a więc umów zawieranych dobrowolnie przez właścicieli nieruchomości. Podstawowym prawem pozyskiwanym przez inwestora jest służebność przesyłu (ustanawiana w formie aktu notarialnego), poprzedzana niejednokrotnie zwykłą umową cywilnoprawną. Jednak w przypadku nowych inwestycji obciążenie nieruchomości przez właściciela służebnością przesyłu może nastąpić, co do zasady, wyłącznie na zasadach dobrowolności.

W przypadku braku zgody właściciela pozostaje wyłączony tryb przymusu administracyjnego, uregulowany w ustawie z 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (tekst jednolity Dz.U. z 2010 r. Nr 102, poz. 651, z późn. zm.). W trybie decyzji administracyjnej możliwe jest:

- wyłączenie nieruchomości (art. 118a oraz 119 UGN),
- ograniczenie sposobu korzystania z nieruchomości poprzez udzielenie zezwolenia na zakładanie i przeprowadzenie na nieruchomości m.in. urządzeń służących do przesyłu gazów oraz innych obiektów towarzyszących (art. 124 UGN).

Należy podkreślić, iż wydanie którejś z wyżej wymienionych decyzji jest możliwe wyłącznie w stosunku do nieruchomości, które zostały przeznaczone na cele publiczne w planie miejscowym lub dla których została wydana w tym zakresie decyzja o lokalizacji inwestycji celu publicznego. Oznacza to, że procedura przymusowa może zostać uruchomiona dopiero po zakończeniu procedury uchwalenia planu miejscowego, a w pozostałych przypadkach po uzyskaniu przez inwestora ostatecznej decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego (co – jak przedstawiono wcześniej – nastąpić może dopiero po uzyskaniu przez inwestora ostatecznej decyzji środowiskowej).

Dodatkowo – odmiennie od rozwiązań występujących w specustawach – decyzja wyłączeniowa/ograniczająca sposób korzystania z nieruchomości zawiera m.in. ustalenie wysokości odszkodowania. To wysokość odszkodowania jest najczęściej główną sporną kwestią pomiędzy inwestorem a właścicielem. Oznacza to, że spór o wysokość rekompensaty finansowej skutkuje w znacznej liczbie przypadków zaskarżaniem decyzji administracyjnych i w konsekwencji przedłużeniem terminu, w którym inwestor uzyskuje tytuł do dysponowania nieruchomością na cele budowlane.

Podsumowując, wskazać należy podstawowe bariery związane z pozyskiwaniem tytułów do dysponowania nieruchomościami na cele inwestycji gazowych:

- **konieczność negocjacji ze wszystkimi właścicielami nieruchomości – dobrowolność jest bowiem zasadą, a przymus administracyjny wyjątkiem, bardzo trudnym do przeprowadzenia,**
- **możliwość rozpoczęcia procedury przymusowej dopiero po uchwaleniu planu miejscowego, a tam, gdzie nie ma planu – dopiero po uzyskaniu ostatecznej decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego, co nastąpić może po zakończeniu wcześniej procedury środowiskowej,**
- **występowanie w decyzji wyłączeniowej/ograniczającej korzystanie z nieruchomości – ustaleń w zakresie odszkodowania, co drastycznie zwiększa odsetek decyzji skarżonych przez właścicieli.**

Podsumowanie barier

Zważywszy, że – jak wykazano w pierwszej części niniejszego artykułu – nie ma możliwości przymuszenia gmin do uchwalenia planu miejscowego, uwzględniającego planowaną inwestycję gazową, w praktyce niejednokrotnie wystąpią przypadki, w których inwestor, zanim wystąpi o pozwolenie na budowę, zmuszony jest kolejno przeprowadzić trzy procedury administracyjne:

- uzyskania decyzji środowiskowej,
- uzyskania decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego,
- uzyskania decyzji wyłączeniowej lub decyzji ograniczającej sposób korzystania z nieruchomości, umożliwiającą realizację infrastruktury.

W każdym z powyższych przypadków właścicielom przysługuje prawo odwołania do organu II instancji, a następnie zaskarżenia sprawy do sądu administracyjnego (również dwuinstancyjnego), który niejednokrotnie wstrzymuje wykonanie decyzji administracyjnej.

Dodatkowo, wskazać warto możliwość skarżenia (w formie zażalenia) postanowień innych organów w toku poszczególnych postępowań (np. postanowienia organów uzgadniających projekt decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego, wskazanych w art. 53 ust. 4 UoPiZP).

W przypadku inwestycji liniowych, ze względu na liczbę stron postępowania, istotna jest również kwestia możliwych tzw. nadzwyczajnych trybów postępowania (a więc wznowienie postępowania lub stwierdzenie nieważności). Ogólne przepisy kodeksu postępowania administracyjnego wprowadzają okres aż dziesięciu lat, w którym możliwe jest uchylene decyzji w wyniku wznowienia postępowania lub stwierdzenia nieważności (odpowiednio: art. 146 § 1 oraz art. 156 § 2 k.p.a.). Skrócenie tych terminów przewidziano wyłącznie w przypadku decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego (termin roczny wprowadzony przez art. 53 ust. 7 i 8 UoPiZP). W praktyce oznacza to brak stabilności w zakresie rozstrzygnięć dotyczących inwestycji, który może utrzymywać się przez lata.

Jest to drastycznie odmienna sytuacja od regulacji występujących w specustawach, gdzie możliwość stwierdzenia nieważności upływa nawet w terminie 14 dni od daty uzyskania ostatecznej decyzji (na przykład art. 36 ust. 1 ustawy o gazoporcie).

W tak krótkim artykule nie ma miejsca na wymienienie wszystkich barier procesu inwestycyjnego w gazownictwie. Można wskazać chociażby odrębną procedurę związaną z wycinką drzew, wymagającą dodatkowej decyzji administracyjnej, którą inwestor musi uzyskać w trybie przepisów ustawy z 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (tekst jednolity Dz.U. z 2009 r. Nr 151, poz. 1220, z późn. zm.). Ta dodatkowa procedura występuje w przypadku inwestycji realizowanych na zasadach ogólnych, w przypadku regulacji specustawowych stanowi natomiast element procedury pozwolenia na budowę (art. 16 ust. 1 ustawy o gazoporcie). Uproszczeniu i skróceniu podlegają w przypadku regulacji specustawowych również inne procedury (np. uzyskania pozwolenia wodnoprawnego, pozwolenia na użytkowanie itp.).

Perspektywy

Powyższe zestawienie pokazuje dobitnie, iż realizacja inwestycji liniowych (w tym gazowych) w obowiązującym porządku

prawnym jest w praktyce niezwykle trudna, a czasem w zasadzie niemożliwa.

Dlatego od wielu lat dyskutuje się, a nawet prowadzi prace zmierzające w kierunku usprawnienia i uproszczenia procedur w tym zakresie. Od kilku lat powstają kolejne wersje projektu ustawy o korytarzach przesyłowych, której rozwiązania radykalnie uprościłyby proces realizacji inwestycji liniowych. Niestety, proponowane rozwiązania napotkały bardzo silny opór różnych środowisk, m.in. samorządu terytorialnego. Samorząd obawia się, że wyłączenie infrastruktury liniowej z tzw. planowania ogólnego (a więc studia i plany miejscowe) skutkować będzie całkowitą utratą kontroli gmin nad procesami przestrzennymi, a w konsekwencji również kosztami oraz roszczeniami obciążającymi ich budżety. Dlatego w kolejnych wersjach ustawy o korytarzach przesyłowych podjęto próby wypracowania rozwiązań o charakterze kompromisowym, ściślej wiążących planowanie i realizację inwestycji liniowych z planowaniem przestrzennym, jednak w sposób zdecydowanie bardziej elastyczny niż rozwiązania występujące w obecnym stanie prawnym, opisane w niniejszym artykule. Prace nad ustawą zostały w pewnym momencie przerwane, ale stosunkowo niedawno podjęto je ponownie (zadanie to przejęte zostało z Ministerstwa Gospodarki przez Ministerstwo Infrastruktury i Rozwoju).

Nie można też pominąć prac prowadzonych przez Komisję Kodyfikacyjną Prawa Budowlanego, która przygotowuje projekt kodeksu urbanistyczno-budowlanego. Znajdują się w nim projekty regulacji specjalnych dotyczących realizacji inwestycji liniowych. Ich filozofia opiera się na próbie wykorzystania rozwiązań usprawniających inwestycje, znanych z tzw. specustaw, przy jednoczesnej próbie uwzględnienia – w określonym zakresie – stanowisk oraz opinii samorządu gminnego, w tym ustaleń planów miejscowych. Takie kompromisowe rozwiązanie, być może, miałoby szanse na realizację i wejście w życie. Rozwiązanie to mogłoby w określonym zakresie zostać uwzględnione we wskazanym projekcie ustawy o korytarzach przesyłowych, który, być może, będzie miał szybszą ścieżkę legislacyjną niż ogromny kodeks, którego wejście w życie, nawet w sytuacji uchwalenia go w tej kadencji, nastąpi z pewnością za minimum kilka lat.

Czas pokaże, jaki będzie los wskazanych inicjatyw legislacyjnych. Nie ulega wątpliwości, iż potrzeba zmian jest niezwykle pilna, gdyż obecny stan rzeczy, nagromadzenie barier realizacji inwestycji gazowych, grozi całkowitym paraliżem inwestycji kluczowych dla modernizacji i rozwoju kraju.

Łukasz Ziarkowski

Autor jest członkiem Komisji Kodyfikacyjnej Prawa Budowlanego, członkiem Głównej Komisji Urbanistyczno-Architektonicznej, ekspertem w Ministerstwie Gospodarki ds. korytarzy przesyłowych oraz finansowych konsekwencji ustanawiania służebności przesyłu, ekspertem w Ministerstwie Rozwoju Regionalnego w zakresie wsparcia ze środków unijnych dostępu do sieci szerokopasmowych oraz rozwoju sieci o wysokiej przepustowości. Jest też członkiem zarządu firmy Inplus, specjalizującej się w przygotowaniu i obsłudze inwestycji infrastrukturalnych.

Wyzwania metrologii prawnej w gazownictwie

Jacek Jaworski

Rozwój nowych technologii, w tym technologii w obszarze pomiaru paliw gazowych, powoduje konieczność dostosowywania nie tylko procedur przemysłowych, ale jest także jednym z czynników wymuszających zmiany przepisów prawa. Również zmiany w zakresie prawa unijnego wymuszają wiele zmian w ustawodawstwie krajowym, czego przykładem może być wdrażanie postanowień dyrektywy MID [1]. Równie istotnym czynnikiem, powodującym zmiany w zakresie metrologii prawnej w gazownictwie, jest wprowadzenie od 1 sierpnia br. rozliczeń gazowych w jednostkach energii.

Wymagania prawne dla przyrządów pomiarowych rozliczeniowych

Od pewnego czasu wśród metrologów toczą się dyskusje na temat zakresu zastosowania przyrządów pomiarowych zgodnych z dyrektywą MID i przyrządów podlegających prawnej kontroli metrologicznej. Można spotkać opinie, iż w odniesieniu do przemysłowych układów pomiarowych, tj. układów stosowanych w stacjach pomiarowych rozliczeniowych w magazynach gazu, kopalniach gazu, przesyłu czy dystrybucji, nie ma konieczności stosowania przyrządów zgodnych z ww. systemami prawnymi. W opinii autora jest to podejście co najmniej dyskusyjne. Stosowanie urządzeń pomiarowych, objętych ww. systemami prawnymi, stanowi gwarancję bezstronności pomiarów, ich dokładności i zapewnia kontrolę organów państwa. W dalszej części artykułu zostaną opisane dwa podejścia, tj. dyrektywy MID i ustawy „Prawo o miarach” w odniesieniu do zakresu ich zastosowania.

Dyrektywa MID [1] należy do grupy dyrektyw tzw. nowego podejścia, wdrażających system oceny zgodności. System ten w przypadku przyrządów pomiarowych zastępuje dotychczasowy system prawnej kontroli metrologicznej, ale wyłącznie w zakresie zatwierdzenia typu i legalizacji pierwotnej. Nie zastępuje on natomiast prawnej kontroli metrologicznej w zakresie legalizacji ponownej, którą pozostawiono do regulacji na poziomie krajowym. Postanowienia dyrektywy MID zostały wdrożone do polskiego prawodawstwa między innymi ustawą z 30 sierpnia 2002 roku o systemie oceny zgodności [3] oraz rozporządzeniem ministra gospodarki z 18 grudnia 2006 roku w sprawie zasadniczych wymagań dla przyrządów pomiarowych [7]. Zgodnie z art. 24 pkt. 1 dyrektywy MID [1], od 30 października 2006 roku państwa członkowskie UE powinny zacząć stosować w praktyce jej wymagania. Dlatego w odniesieniu do gazomierzy i przeliczników nie są już wydawane decyzje zatwierdzenia typu, tj. dokumenty umożliwiające wprowadzenie do obrotu lub użytkowania. Jednak zgod-

nie z art. 10 ustawy z 15 grudnia 2006 roku o zmianie ustawy o systemie oceny zgodności oraz zmianie niektórych innych ustaw [4], przyrządy pomiarowe podlegające ocenie zgodności od 7 stycznia 2007 roku i posiadające ważne decyzje zatwierdzenia typu, mogą być wprowadzane do obrotu lub użytkowania aż do terminu upływu ich ważności. Przy czym zgodnie z art. 23 dyrektywy MID [1], w przypadku bezterminowego zatwierdzenia typu mogą być one wprowadzane do obrotu lub użytkowania najwyżej przez okres dziesięciu lat od 30 października 2006 roku. Przyrządy posiadające zatwierdzenie typu mogą więc być wprowadzane do obrotu lub użytkowania do 29.10.2016 roku.

Wymagania nowego podejścia (dyrektywa MID).

Zgodnie z § 2. rozporządzenia [7]

„Przepisy rozporządzenia stosuje się do następujących rodzajów przyrządów pomiarowych i ich podzespołów:

- 1) wodomierzy,
 - 2) gazomierzy i przeliczników do gazomierzy,
 - 11) analizatorów spalin samochodowych
- jeżeli są wprowadzane do obrotu albo użytkowane w handlu, ochronie środowiska, ochronie zdrowia, na potrzeby bezpieczeństwa i porządku publicznego, w celu ochrony praw konsumenta lub zabezpieczenia interesu społecznego, a także przy pobieraniu podatków i cel”.

Z kolei, zgodnie z p.1.1 załącznika nr 2 rozporządzenia [7]:

„Zasadnicze wymagania dla przyrządów pomiarowych określone w rozporządzeniu wraz z zasadniczymi wymaganiami określonymi w niniejszym załączniku stosuje się do gazomierzy i przeliczników do gazomierzy, przeznaczonych do stosowania w gospodarstwach domowych, usługach i handlu oraz w przemyśle drobnym”.

Z analizy przytoczonych powyżej cytatów można dojść do wniosku, iż są to niespójne zapisy, gdyż wymienione w załączniku nr 2 obszary zastosowań gazomierzy i przeliczników są znacznie węższe od zastosowań wymienionych w § 2. Przy tym – zdaniem autora – zarówno gazomierze, jak i przeliczniki objętości zastosowane w przemyśle gazowniczym służą do rozliczeń za usługi np. magazynowania, przesyłania czy dystrybucji pomiędzy różnego rodzaju przedsiębiorstwami czy między przedsiębiorstwami energetycznymi a ich klientami. Nie bez znaczenia jest również fakt, iż mamy do czynienia z handlem gazem. Wielkość przepływów uzasadnia także poddanie tych przyrządów wymaganiom prawnym.

Wymagania starego podejścia (zatwierdzenie typu i legalizacja pierwotna)

Zgodnie z art. 8. ust. 1 ustawy „Prawo o miarach” z 11 maja 2001 r. [2]:

„przyrządy pomiarowe, które mogą być stosowane:

- 1) w ochronie zdrowia, życia i środowiska,
- 2) w ochronie bezpieczeństwa i porządku publicznego,
- 3) w ochronie praw konsumenta,
- 4) przy pobieraniu opłat, podatków i innych należności budżetowych oraz ustalaniu upustów, kar umownych, wynagrodzeń

i odszkodowań, a także przy pobieraniu i ustalaniu podobnych należności i świadczeń,

- 5) przy dokonywaniu kontroli celnej,
- 6) w obrocie

– i są określone w przepisach wydanych na podstawie ust. 6, podlegają prawnej kontroli metrologicznej”.

Art. 8. ust. 6 ustawy „Prawo o miarach” stanowi, iż:

„minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, rodzaje przyrządów pomiarowych podlegających prawnej kontroli metrologicznej oraz zakres tej kontroli w stosunku do danego rodzaju przyrządów, mając na względzie niezbędność, z punktu widzenia obszarów zastosowań, objęcia określonych przyrządów pomiarowych prawną kontrolą metrologiczną, zakres ilościowy tych zastosowań, dziedziny pomiarowe, w których są one stosowane, oraz zobowiązania wynikające z wiążących Rzeczpospolitą Polską umów międzynarodowych”.

Zgodnie z rozporządzeniem ministra gospodarki, pracy i polityki społecznej z 20 lutego 2003 r. [5], prawnej kontroli metrologicznej podlegały gazomierze turbinowe o $Q_{\max} \leq 6500 \text{ m}^3/\text{h}$, rotorowe, miechowe, a także przeliczniki objętości do gazomierzy. Rozporządzenie to w 2005 roku zostało zastąpione przez rozporządzenie ministra gospodarki i pracy z 30 marca 2005 roku w sprawie rodzajów przyrządów pomiarowych podlegających prawnej kontroli metrologicznej oraz zakresu tej kontroli [6]. Zgodnie z rozporządzeniem [6], gazomierze podlegały prawnej kontroli metrologicznej obejmującej zatwierdzenie typu i legalizację pierwotną oraz legalizację ponowną. Przeliczniki do gazomierzy podlegały wyłącznie zatwierdzeniu typu i legalizacji pierwotnej. Z analizy powyższych zapisów wynika również, iż przyrządy pomiarowe zastosowane w rozliczeniach w przemyśle gazowniczym powinny spełniać wymagania metrologiczne określone w przepisach prawa. Należy zauważyć, iż zakres zastosowania przyrządów opisanych w ustawie [2], jest zbieżny z zakresem opisanym w rozporządzeniu [7].

Niemniej jednak zasadne byłoby określenie np. w ustawie „Prawo o miarach” jednoznacznego wymagania, iż tylko przyrządy pomiarowe po ocenie zgodności lub po prawnej kontroli metrologicznej mogą być stosowane w rozliczeniach w gazownictwie. W odniesieniu do największych obiektów, ze względów technicznych można by zastosować odstępstwa. Tego typu podejście jest stosowane w innych krajach UE, np. w Niemczech, o czym bezpośrednio mogli się przekonać uczestnicy konferencji FORGAZ 2014 w Muszynie podczas referatu przedstawiciela PTB. Zaletą stosowania przyrządów pomiarowych – czy to po ocenie zgodności czy to z zatwierdzeniem typu i legalizacją – jest to, iż w razie sporów pomiędzy stronami, strona zgłaszająca reklamację powinna udowodnić nieprawidłowość wskazań układu pomiarowego, a nie odwrotnie.

Legalizacja/weryfikacja ponowna przeliczników objętości

W Polsce przeliczniki objętości są weryfikowane tylko raz i nie ma możliwości zgłaszania ich do ponownej legalizacji. Dotyczy to zarówno przeliczników wprowadzonych do obrotu lub użytkowania na podstawie decyzji zatwierdzenia typu (tylko legalizacja pierwotna), jak i tych po dokonaniu oceny zgodności (tylko weryfikacja końcowa). Brak możliwości legalizacji ponownej przeliczników stawia w trudnej sytuacji ich producentów oraz użytkowników w przypadku konieczności naprawy urządzenia, w tym

naprawy gwarancyjnej. Kontrolą powinny zostać objęte kompletne przeliczniki, tzn. kalkulator, przetwornik ciśnienia (jeśli występuje) oraz temperatury. Okres ważności legalizacji przeliczników powinien wynosić 5 lat.

W odniesieniu do przeliczników typu 2 zgodnych z MID, warto zwrócić uwagę na jeszcze jedną kwestię. W przypadku utraty właściwości metrologicznych, np. przez jeden z przetworników pomiarowych, nie będzie możliwości jego regulacji i cały przelicznik typu 2 nie będzie mógł być nadal użytkowany. Taki przelicznik trzeba będzie wycofać z eksploatacji, a ze względu na brak prawnej możliwości poddania go legalizacji ponownej będzie tylkoapełniał magazyny (gazownictwa lub producentów). Ta sytuacja wymaga dokonania właściwych zmian prawnych na poziomie krajowym.

Chromatografy gazowe i przeliczniki energii

Przejście z rozliczeń w jednostkach objętości na jednostki energii powoduje, iż używane są przyrządy, za pomocą których otrzymuje się wielkości służące do wyznaczenia energii cieplnej gazu (kalorymetry, procesowe chromatografy gazowe czy przeliczniki energii), które nie są objęte prawną kontrolą metrologiczną. W związku z brakiem zaleceń dotyczących urządzeń do rozliczeń energetycznych na poziomie prawodawstwa UE, zasadne jest opracowanie krajowych wymagań prawnych dla tego typu przyrządów. W opinii autora, w odniesieniu do chromatografów czy kalorymetrów, prawna kontrola metrologiczna mogłaby być ograniczona do legalizacji pierwotnej i ponownej. W odniesieniu do przeliczników energii zasadne jest zastosowanie rozwiązania na wzór przeliczników objętości, tj. zatwierdzenia typu wraz z legalizacją pierwotną i ponowną. Okres ważności legalizacji przeliczników energii powinien wynosić 5 lat. Należy zaznaczyć, że np. w Niemczech i Francji prawna kontrola metrologiczna przeliczników energii oraz chromatografów jest regulowana na poziomie krajowym. Powodem takiego podejścia w stosunku do przeliczników energii jest fakt, iż nie mogą być one poddane ocenie zgodności według dyrektywy MID (taką ocenę można przeprowadzić tylko w odniesieniu do przeliczników objętości).

Legalizacja ponowna gazomierzy ultradźwiękowych, masowych itp.

Dyrektywa MID jest dyrektywą niepowodującą podziału gazomierzy ze względu na rodzaje. Jest to elastyczne rozwiązanie, umożliwiające wprowadzenie do obrotu lub użytkowania innych gazomierzy niż dotychczas powszechnie stosowane w rozliczeniach handlowych. W ten sposób po dokonaniu oceny zgodności na rynku znajdują się gazomierze ultradźwiękowe i masowe. Gazomierze zgodne z dyrektywą MID weryfikowane są, przed oddaniem do eksploatacji, na ogół na podstawie wymagań zawartych w normach lub specyfikacjach zharmonizowanych. Weryfikacja zastępująca legalizację pierwotną polega między innymi na sprawdzaniu właściwości metrologicznych gazomierza oraz oznakowania. Gazomierz zgodny z dyrektywą MID może być eksploatowany w dowolnym kraju członkowskim UE bez względu na miejsce jego sprawdzenia/weryfikacji. W trakcie eksploatacji podlega już krajowym przepisom metrologicznym, w tym przepisom określającym kiedy powinien być poddany ponownej legalizacji oraz według jakich procedur. Zgodnie z ustawą „Prawo o miarach” oraz aktami wykonawczymi do tej ustawy, ponowna legalizacja gazomierzy, w tym również gazomierzy

zgodnych z MID, powinna być wykonana w kraju. W naszym przypadku – zdaniem autora – ponowna legalizacja gazomierzy ultradźwiękowych oraz masowych nie jest, niestety, możliwa, bowiem rozporządzenie [8] nie opisuje wymagań dla tego rodzaju gazomierzy (ogranicza się do gazomierzy miechowych, turbinowych oraz rotorowych). Rozporządzenie to wymaga właściwych zmian.

Legalizacja gazomierzy turbinowych przy ciśnieniu roboczym

Gazomierze turbinowe zgodne z dyrektywą MID, analogicznie do gazomierzy ultradźwiękowych i masowych, weryfikowane są przed wprowadzeniem do obrotu lub użytkowania. Sprawdzenie właściwości metrologicznych gazomierzy turbinowych może odbywać się w warunkach ciśnienia odpowiadającego ciśnieniu robocznemu, np. średniemu/wysokiemu (zgodnie z normą zharmonizowaną [11] tylko w przypadku gazomierzy przeznaczonych do pomiaru gazu o ciśnieniu $p \leq 4\text{ bar}$ sprawdzenie może być wykonane gazem w warunkach atmosferycznych przy ciśnieniu $\pm 1000\text{ mbar}$). Gazomierz po ocenie zgodności może być eksploatowany w dowolnym kraju członkowskim UE, w którym będzie już podlegał przepisom krajowym. Zgodnie z rozporządzeniem [8], ponowna legalizacja gazomierzy turbinowych jest możliwa wyłącznie z użyciem powietrza o gęstości $1,2\text{ kg/m}^3$, co odpowiada warunkom zbliżonym do ciśnienia atmosferycznego przy temperaturze około 20°C . Legalizacja takich gazomierzy na stanowisku niskociśnieniowym (przy ciśnieniu atmosferycznym) może spowodować powstanie błędu systematycznego o nieznannej wartości.

W przypadku gazomierzy z zatwierdzeniem typu nie ma możliwości ich legalizacji pierwotnej w Polsce na wysokim ciśnieniu (przepisy metrologiczne takiej możliwości nie dopuszczają). Wzorcowanie w warunkach wysokiego ciśnienia jest technicznie możliwe poza granicami kraju, natomiast nie zastępuje czynności prawnej, jaką jest legalizacja pierwotna. Można wyobrazić sobie sytuację, iż gazomierz będzie zalegalizowany pierwotnie na niskim ciśnieniu, a następnie będzie wywzorcowany na ciśnieniu wysokim np. w Danii. W takiej sytuacji powstaje jednak pytanie w sensie prawnym o możliwość posługiwania się krzywą wzorcowania wysokociśnieniowego.

Rozporządzenie [8] wymaga właściwych zmian w celu umożliwienia legalizacji gazomierzy przy ciśnieniu roboczym. Prowadzone przez GAZ-SYSTEM S.A. prace badawczo-rozwojowe oraz budowa stanowiska pomiarowego niewątpliwie przyczyniają się do opracowania właściwych zmian w przepisach prawa.

Przedłużanie legalizacji z użyciem narzędzi statystycznych

Zmiana okresu ważności legalizacji gazomierzy miechowych oraz terminów zgłaszania do legalizacji ponownej, po dokonaniu oceny zgodności z 15 do 10 lat, wprowadzona rozporządzeniem [9], wiąże się ze wzrostem kosztów działalności Operatora Systemu Dystrybucyjnego, tym bardziej iż stosowana obecnie metoda ponownej (wtórnej) legalizacji gazomierzy miechowych, polegająca na sprawdzeniu każdego egzemplarza, jest metodą czasochłonną i kosztowną. Po pierwszym okresie eksploatacji gazomierz może być dopuszczony do ponownej eksploatacji po przeprowadzeniu oględzin zewnętrznych, sprawdzeniu błędów wskazań, straty ciśnienia i po uzyskaniu nowej cechy legalizacji. W sumarycznych kosztach ponownej legalizacji na-

ależy uwzględnić koszt demontażu i montażu gazomierzy, transportu, magazynowania oraz koszt samej legalizacji, co czyni tę metodę kosztowną. Metodą, która pozwoli na zredukowanie tych kosztów jest wprowadzenie do stosowania metody przedłużającej okres ważności legalizacji gazomierzy, bazującej na narzędziach statystycznych, tj. metody próby losowej (kontroli wyrwykowej). Instytut Nafty i Gazu, podejmując działania wyprzedzające, poprzez Izbę Gospodarczą Gazownictwa, zrealizował dla operatorów systemów dystrybucyjnych wiele prac badawczo-rozwojowych w przedmiotowym zakresie. Na podstawie przeprowadzonych w INiG, we współpracy z IGG i spółkami gazownictwa, badań i analiz gazomierzy, opracowano optymalną metodę, uwzględniającą krajowe uwarunkowania techniczne, w celu przedłużania okresu ważności weryfikacji gazomierzy miechowych z użyciem metody statystycznej. Metoda ta w dużej mierze bazowała na projekcie zaleceń Międzynarodowej Organizacji Metrologicznej OIML pt. „Nadzór nad licznikami użytkowymi na bazie kontroli wyrwykowej” (wydanie CD2 z grudnia 2005 r.). W 2010 r. OIML wydała nową wersję zaleceń (wydanie CD3 z lipca 2010 r.), powstała więc konieczność aktualizacji wcześniej opracowanej metody, z uwzględnieniem najnowszych publikacji z tego zakresu. Opracowany materiał wraz z innymi analizami posłużył Izbie Gospodarczej Gazownictwa do przygotowania wystąpienia do Ministerstwa Gospodarki o dokonanie zmian w przepisach metrologicznych. Dokumentem nadrzędnym, wymagającym zmiany, jest ustawa „Prawo o miarach”, w taki sposób, aby dopuścić możliwość legalizacji ponownej przyrządów pomiarowych z użyciem narzędzi statystycznych. Podczas spotkań roboczych z przedstawicielami Ministerstwa Gospodarki branża gazownicza uzyskała zapewnienie o poparciu dla swojej inicjatywy. Postulowana zmiana jest gazownictwu bardzo potrzebna, ponieważ każdy następny rok to zwiększone nakłady na legalizację gazomierzy, które można ograniczyć, stosując próbę losową wzorem innych krajów z Europy, Australii czy Ameryki Północnej.

Dr inż. Jacek Jaworski, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

LITERATURA

- [1] Dyrektywa 2004/22/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 31 marca 2004 r. w sprawie przyrządów pomiarowych (Dz. Urz. UE Nr L135 z 30.04.2004 r.).
- [2] Ustawa „Prawo o miarach” z 11 maja 2001 r. (Dz.U. z 2004 r. Nr 243, poz. 2441 wraz z późniejszymi zmianami).
- [3] Ustawa z 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności (t.j. Dz.U. z 2004 r. Nr 204, poz. 2087 wraz z późniejszymi zmianami).
- [4] Ustawa z 15 grudnia 2006 r. o zmianie ustawy o systemie oceny zgodności oraz zmianie niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2006 r. Nr 249, poz. 1843).
- [5] Rozporządzenie ministra gospodarki, pracy i polityki społecznej z 20 lutego 2003 r. w sprawie przyrządów pomiarowych podlegających prawnej kontroli metrologicznej oraz rodzajów przyrządów pomiarowych, które są legalizowane bez zatwierdzenia typu (Dz.U. z 2003 r. Nr 41, poz. 351).
- [6] Rozporządzenie ministra gospodarki i pracy z 30 marca 2005 r. w sprawie rodzajów przyrządów pomiarowych podlegających prawnej kontroli metrologicznej oraz zakresu tej kontroli (Dz.U. z 2005 r. Nr 74, poz. 653).
- [7] Rozporządzenie ministra gospodarki z 18 grudnia 2006 r. w sprawie zasadniczych wymagań dla przyrządów pomiarowych (Dz.U. z 2007 r. Nr 3, poz. 27).
- [8] Rozporządzenie ministra gospodarki z 28 grudnia 2007 r. w sprawie wymagań, którym powinny odpowiadać gazomierze i przeliczniki do gazomierzy, oraz szczegółowego zakresu sprawdzeń wykonywanych podczas prawnej kontroli metrologicznej tych przyrządów pomiarowych (Dz.U. z 2008 r. Nr 18, poz. 115).
- [9] Rozporządzenie ministra gospodarki z 7 stycznia 2008 r. w sprawie prawnej kontroli metrologicznej przyrządów pomiarowych (Dz.U. z 2008 r. Nr 5, poz. 29).
- [10] PN-EN 12405-1+A2:2010 Gazomierze – przeliczniki, część 1: przeliczanie objętości.
- [11] PN-EN 12261:2005 + PN-EN 12261:2005/A1:2008 Gazomierze. Gazomierze turbinowe.



Miało być „swobodniej w litosferze”

Rozmowa z **Henrykiem Jackiem Jezierskim**, wiceministrem środowiska i głównym geologiem kraju w latach 2007–2011

W 2010 roku jako główny geolog kraju poinformował pan opinię publiczną o rozpoczynających się w Polsce pracach poszukiwawczych, mających na celu udokumentowanie złóż gazu z łupków. Rozbudziło to wielkie oczekiwania, że za chwilę będziemy gazową potęgą, mimo iż wielokrotnie podkreślał pan, że do ewentualnej eksploatacji droga jest bardzo daleka. Jak ocenia pan obecną sytuację? Niezachęcające wyniki i rezygnujące z poszukiwań kolejne firmy, którym podpisywał pan koncesje na poszukiwanie gazu – czy jest to powód do niepokoju?

Słusznie przypomniał pan, że w 2010 roku wielokrotnie mówiłem w mediach czy parlamencie, iż nasze udokumentowane zasoby wynosiły zero. Przewidywałem, że jeszcze przez 5 lat, a więc do czasu zakończenia prac przez podmioty, które te koncesje otrzymały, nie będziemy wiedzieli, czy mamy w Polsce gaz w łupkach, nadający się do komercyjnego wydobycia. Nie można przenosić bezpośrednio amerykańskich doświadczeń. Nasze warunki geologiczne różnią się od tych w USA czy Kanadzie. Aby udokumentować złoża, trzeba prowadzić jak najwięcej prac, zwłaszcza wiercić otwory i wykonywać zabiegi szczelinowania hydraulicznego. W Polsce wykonano dotychczas kilkadziesiąt wierceń i kilka zabiegów szczelinowania, w USA wykonuje się ich tysiące. Musimy po prostu uzbroić się w cierpliwość i czekać, aż podmioty prowadzące prace uzyskają zadowalające przyłady gazu, których na razie rzeczywiście brak.

Więc nie jesteśmy jeszcze drugą Norwegią?

Nie jesteśmy i pewnie jeszcze długo nie będziemy.

A może w ogóle nie będziemy?

Może, ale jeszcze za wcześnie na takie radykalne prognozy. Powtarzam – udało nam się ściągnąć do Polski wielu inwestorów, w tym przedstawicieli największych światowych firm naftowych. Wszyscy uważali, że warto wydawać pieniądze na poszukiwanie gazu w Polsce. I teraz będą podejmować decyzje, czy warto u nas inwestować czy może iść gdzie indziej.

Na ich decyzje na pewno wpłyną wyniki prac geologicznych, ale coraz częściej mówi się, że również nastawienie polskiego rządu. Czy wzorem na przykład Wielkiej Brytanii będzie on przygotowywał przyjazne inwestorom regulacje prawne czy będzie koncentrował się jedynie na chęci maksymalizacji zysków z wydobycia, do którego – jak pan powiedział – droga daleka.

Ma pan rację, brak na razie spektakularnych wyników geologicznych, znacznych i trwałych przyłyków gazu w otworach wykonywanych w ramach koncesji, a na to nakłada się bardzo istotna kwestia – przygotowania regulacji prawnych. Gdy w 2007 roku wchodziłem do rządu, przedstawiłem projekt nowej ustawy „Prawo geologiczne i górnicze”. Wykorzystaliśmy analizy i opinie oceniające funkcjonowanie poprzedniej ustawy, która przecież uchwalona była w 1994 roku. Prezentując nowy projekt w rządzie czy parlamencie, mówiłem, że jest to ustawa, której myślą przewodnią ma być „swobodniej w litosferze”, a więc mniej biurokracji, a udział państwa tylko tam, gdzie to bezwzględnie konieczne. Nadmienię tu, że wiele postulowanych uproszczeń biurokratycznych jednak się nie znalazło w uchwalonej w końcu 2011 roku ustawie. Było to wynikiem konieczności uzgodnień i kompromisów w rządzie czy parlamencie. Pojawienie się kwestii poszukiwania gazu niekonwencjonalnego wymagało przygotowania kolejnej nowelizacji ustawy.

No i właśnie po 2011 roku zaczęły się schody. Po pierwsze, przez prawie dwa lata projekt nie mógł być uzgodniony w rządzie, a co gorsza – ujawniane były nowe propozycje regulacji restrykcyjnych i utrudniających efektywne prowadzenie prac i z pomysłem powołania bardzo krytykowanego przez przedstawicieli polskich i zagranicznych firm naftowych tworu w postaci supernadzorcy, jakim miał być Narodowy Operator Kopalni Energetycznych (NOKE). Pisał o tym w grudniu 2013 roku na łamach „Przeglądu Gazowniczego”.

Tak, pomysł tak głębokiej ingerencji w wewnętrzne działania inwestorów, niezgodny zresztą z zasadami kodeksu spółek handlowych, był bardzo szkodliwym sygnałem dla zamierzających

wydatkować swoje pieniądze na poszukiwanie węglowodorów w Polsce. Na szczęście, po zmianach kadrowych w resortie środowiska w roku 2013 rząd zrezygnował z tego pomysłu, niedobrego na etapie ciągłego braku udokumentowania złóż. Na polecenie premiera miało nastąpić przyspieszenie w pracach nad ustawą i wypracowanie kompromisu między zapewnieniem interesu Skarbu Państwa a ułatwieniami dla inwestorów. I nastąpiło.

O tak, faktycznie bardzo sprawnie przeprowadzono proces legislacyjny i uchwalono nowelizację, która zacznie obowiązywać od początku 2015 roku. Ale jak na wrześniowej konferencji Nafta i Gaz powiedziano, nowa ustawa doprowadzi do tego, że już nikt nie będzie chciał prowadzić poszukiwań gazu i ropy w Polsce.

Czy tak będzie – nie wiem. Wiem tylko, że oczekiwania przemysłu wydobywczego były znacznie większe. Czekało na spektakularne ułatwienia prowadzenia działalności. Jak jednak podkreślił obecny główny geolog kraju na łamach wrześniowego numeru „Przeglądu Geologicznego”, ta nowelizacja ustawy „Prawo geologiczne i górnicze” również jest efektem kompromisu między interesami Skarbu Państwa, inwestorów i samorządów.

W mojej ocenie – czasami wbrew intencjom projektantów – poszukiwanie tych kompromisów doprowadziło do nieperspektywicznych dla sukcesu poszukiwań gazu w Polsce rozwiązań. Na przykład, z jednej strony, zwolniono z obowiązku uzyskiwania koncesji na prowadzenie prac geofizycznych, ale z drugiej – zamknięto możliwość stosowania procedury *open door*. Wyjaśnię, że pozwalała ona firmie naftowej składać wnioski o koncesje na wolne obszary i wtedy organ koncesyjny powiadamiał o wpłynięciu takiego wniosku i przy zgłoszeniu innych chętnych dokonywał wyboru na zasadach przetargu. Tak więc, ten mechanizm, zgodny zresztą z regulacjami europejskimi, pozostawiał inicjatywę również po stronie koncesjodawcy. Przy dopuszczeniu *open door* np. PGNiG, mając rozpoznane geologiczne uzyskane choćby na podstawie tych wyżej wymienionych prac geofizycznych, mógł wnioskować o koncesje. Teraz, po rezygnacji z tego mechanizmu, tylko organ koncesyjny będzie decydował gdzie i kiedy ogłosi przetarg. Przy obecnych ograniczeniach administracji może to opóźnić lub uniemożliwić poszukiwanie nowych złóż gazu.

Mogą również mieć rację przedstawiciele największego polskiego producenta gazu, że ta regulacja pisana „pod łupki” dotyczy również wszystkich węglowodorów. A pamiętajmy, że PGNiG eksploatuje ze złóż konwencjonalnych ponad 4 mld m³ gazu rocznie i powinien prowadzić sprawnie i szybko prace, aby dokumentować i udostępniać nowe złoża gazu konwencjonalnego. Skoncentrowani na regulacjach dla przyszłej ewentualnej eksploatacji złóż niekonwencjonalnych, nie możemy utrudniać dokumentowania i wydobycia złóż konwencjonalnych.

Jak pan sądzi, dlaczego nie ma zrozumienia dla prostej zasady, że im trudniej inwestorom, tym mniej chętnie będą oni do danego kraju przychodzić ze swoim kapitałem?

Bardzo trafne spostrzeżenie. Nie jesteśmy przecież jedynym miejscem na świecie, w którym można liczyć na eksploatację gazu z łupków. Ciągłe jeszcze w Europie największą pracę wykonano w Polsce, ale na przykład wspomniane otwarte nastawienie rządu Wielkiej Brytanii może odebrać nam pozycję lidera. Nie

mówiąc już o takich krajach, jak Argentyna, w której prace zaczęły się później, a odwiercono już cztery razy więcej otworów niż w Polsce. A przecież następne w kolejce są Chiny. A gdyby nie sytuacja na Ukrainie, inwestorzy i firmy obsługi przeniosłyby się do naszego sąsiada.

Trzy lata temu usłyszałem kuriozalną opinię, że lepiej wygonić z Polski obcych inwestorów i własnymi, polskimi firmami dokończyć poszukiwania gazu z łupków. Uważam taki pogląd za skrajnie nieodpowiedzialny i oderwany od realiów ekonomicznych. Przecież na poszukiwanie potrzebne są gigantyczne fundusze, którymi nie dysponuje ani PGNiG, ani Orlen. Jeżeli tylko one miałyby prowadzić ryzykowne poszukiwania, to przecież musiałyby poszukiwać też kapitału na sfinansowanie tych prac. A kapitał niechętnie płynie do kraju, w którym najpierw namawia się inwestorów, a potem próbuje im się odbierać prawa nabyte albo maksymalnie utrudnia prowadzenie działalności.

Ten sposób rozumowania znalazł odzwierciedlenie u nadzorującego wymienione przez pana polskie firmy naftowe ministra skarbu państwa. Na ostatnim forum ekonomicznym w Krynicy usłyszeliśmy o trwających w MSP pracach nad specustawą węglowodorową.

Parafrazując modne ostatnio powiedzenie, można powiedzieć: – *sorry, taką mamy geologię*, nie mamy jeszcze udokumentowanych złóż, ryzyko poszukiwań jest ogromne, tak więc konieczna jest wola usprawnienia procesu decyzyjnego ze strony administracji czy wyeliminowanie niektórych ograniczeń. Przedsiębiorcy w Polsce, poszukujący gazu czy już go wydobywający, czekają na skrócenie okresu wydawania decyzji np. o środowiskowych uwarunkowaniach w zakresie poszukiwania i rozpoznawania węglowodorów czy wydania decyzji o okresowym wyłączeniu gruntów z produkcji rolnej lub leśnej, uzyskania pozwolenia wodnoprawnego oraz przejścia przez tereny wód, dróg publicznych bądź tereny kolejowe. Chcieliby ułatwień z wejściem na teren nieruchomości znajdującej się na obszarze koncesyjnym. Przygotowanie do wydobycia wymagałoby wielu usprawnień, jak choćby w relacji ze sporządzaniem studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy oraz miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego.

Może taka regulacja odwróciłaby tendencję zniechęcenia do inwestowania w poszukiwania w Polsce, co zaczynamy, niestety, powoli obserwować. Byłoby to dobre dla podtrzymania projektu łupkowego. Geologii nie zmienimy, przepisy możemy.

Jako osoba doświadczona w przygotowywaniu odbiurokratyzujących regulacji, jestem jednak pełen obaw, czy wystarczy determinacji do przeprowadzenia tak radykalnych zmian. W mojej ocenie, są one niezbędne, ale po raz kolejny może się okazać, że konieczność szukania kompromisów w procesie tworzenia prawa nie pozwoli nam na spełnienie naszych marzeń na przykład o „samowystarczalności gazowej”. Nadmierne przeregulowanie prawne może odstraszyć inwestorów i uniemożliwić dokończenie poszukiwań gazu z łupków. I znowu cytat z „Wesela” Wyspiańskiego „o nas i o rogu”. Niestety, będzie miał zastosowanie. Chochoł zarzucał przecież Jaśkowi, że zgubił złoty róg, schylając się chciwie po czapkę z piór, którą chętnie eksponował i był z niej dumny.

Rozmawiał **Adam Cymer**

Bariery regulacyjno-techniczne rozwoju branży ciepłowniczej

Jacek Szymczak

Rozwój każdej branży zależy nie tylko od aktywności podmiotów gospodarczych ją tworzących, ale również od wielu rozwiązań legislacyjnych oraz uwarunkowań technicznych.

Ważne, aby wspomniane rozwiązania i uwarunkowania dawały możliwości rozwojowe oraz usuwały już zdiagnozowane bariery, istotne z branżowego punktu widzenia. W sposób syntetyczny zostały poniżej zasygnalizowane wybrane zagadnienia, których właściwe ujęcie pozwoliłoby na tworzenie dobrych warunków rozwojowych oraz usuwanie barier (oczywiście, te wybrane zagadnienia nie wyczerpują całego katalogu tych, które można uznać za branżowo istotne).

Ciepłownictwo systemowe i kogeneracja w polityce energetycznej Polski

Zaopatrzenie w ciepło stanowi istotną pozycję w bilansie dostaw energii oraz kosztach pokrywanych przez odbiorców (stanowi ponadto jedną z najbardziej podstawowych potrzeb życiowych człowieka). Opracowywana obecnie polityka energetyczna Polski do 2050 roku powinna zatem w kompleksowy sposób ujmować cały sektor. Istotne dla właściwego rozwoju będzie wskazanie całego łańcucha ciepłownictwa, którego kogeneracja jest elementem. Stosowanie ciepłownictwa systemowego oraz jednostek kogeneracyjnych jest zalecanym przez dyrektywę o efektywności energetycznej wyborem przy realizacji nowych jednostek wytwórczych.

Mapa ciepła

Jednym z zagadnień niezbędnych do realizacji celów polityki energetycznej jest konieczność sporządzenia przez Polskę tzw. mapy ciepła, czyli kompleksowej analizy i oceny potencjału zastosowania wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych, do której państwa członkowskie UE zobowiązuje dyrektywa o efektywności energetycznej. Ten strategiczny dokument powinien być podstawą merytoryczną do opracowania przez rząd programów wspierających wysokosprawną kogenerację i efektywne sieci ciepłownicze. Znaczenie tego dokumentu powinno być podkreślone we wspomnianej polityce energetycznej Polski.

System wsparcia ciepłownictwa i kogeneracji

Dla kompleksowego podejścia do kwestii ciepłownictwa oraz kogeneracji niezbędne jest stworzenie strategii rozwoju wysokosprawnej kogeneracji oraz ciepłownictwa w Polsce do 2050 r. Trzeba jednak mieć świadomość, że dla rozwoju kogeneracji konieczne jest wprowadzenie stabilnego, długotrwa-

łego systemu wsparcia dla energii elektrycznej produkowanej w tej technologii. Konieczne jest również wsparcie rozwoju sieci, bowiem możliwość odbioru ciepła warunkuje rozwój generacji skojarzonej.

Planowanie energetyczne

Istotne jest uregulowanie, np. rozporządzeniem, procedury sporządzania przez gminy założeń i planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz metod realizacji tych planów. Obecnie ok. 50% gmin zrealizowało to zadanie własne, a w opracowanych dokumentach nie zawsze zawarto istotne z branżowego punktu widzenia zagadnienia. Ważne jest na przykład, by w planowaniu został wprowadzony obowiązek tworzenia rankingu możliwych metod pokrycia zapotrzebowania na ciepło oraz wybór optymalnego wariantu w taki sposób, aby zapewnić realizację celów polityki energetycznej państwa.

Regulacja stanów prawnych infrastruktury liniowej

Konieczne jest wprowadzenie ustawowego rozwiązania umożliwiającego w sposób systemowy regulowanie tytułowych stanów prawnych. Takie rozwiązanie byłoby swego rodzaju „narzędziem sieciowym”, gwarantującym realizację inwestycji sieciowych w zaplanowanym czasie i w optymalnym przebiegu oraz zapobiegającym blokowaniu inwestycji z błahego powodu. Ustawa musi również zapewnić regulowanie stanów prawnych infrastruktury już istniejącej. Jest to zagadnienie bardzo ważne dla infrastruktury w obszarach zurbanizowanych. Takie rozwiązanie wspomagałoby również rozwój kogeneracji.

Zmiana regulacji w ciepłownictwie

Ciepłownictwo systemowe powinno być uwolnione spod regulacji taryfowych bądź uregulowane według zasad zachęcających do efektywnego działania przedsiębiorstw (na przykład poprzez zastosowanie formuły *ex post* zatwierdzania taryf). Takie rozwiązanie m.in. wspierałoby i zwiększałoby pewność inwestycyjną przedsiębiorstw ciepłowniczych, zwiększałoby ich efektywność oraz pozytywnie wpływałoby na zwiększanie bezpieczeństwa dostaw ciepła dla odbiorców. Ciepłownictwo systemowe nie jest monopolem naturalnym i jako takie podlega konkurencji, choćby poprzez możliwość substytucji w zaopatrzeniu w ciepło.

Rozwój systemów cwu

Rozwój systemów przygotowania ciepłej wody użytkowej (cwu) w ramach efektywnych systemów ciepłowniczych spowoduje wzrost generacji w kogeneracji i lepsze wykorzystanie

potencjału wytwórczego kogeneracji. Rozwój cwu jest także spójny z celem zapewnienia bezpieczeństwa jej użytkownikom (cele polityki energetycznej gmin), np. poprzez ograniczenie wspomnianej niżej niskiej emisji.

Likwidacja niskiej emisji

Ważne jest opracowywanie przez gminy tzw. planów gospodarki niskoemisyjnej. Dokument taki będzie jednym z nieodzownych dla pozyskiwania środków finansowych z UE w nowej perspektywie finansowej. Traktowany szerzej – pozwoli na eliminowanie indywidualnego ogrzewania piecowego oraz nieefektywnych kotłowni lokalnych.

Wsparcie finansowe

Branży potrzebne są także rozwiązania prawne, które ułatwią, a niekiedy wręcz umożliwią aplikowanie firmom

ciepłowniczym o środki unijne w perspektywie finansowej 2014–2020. Trzeba pamiętać, iż zmieniły się zasady unijne dotyczące pomocy publicznej. Wprowadzono rozporządzenie w sprawie wyłączeń blokowych oraz wytyczne w sprawie pomocy na ochronę środowiska i energetykę, które wykluczyły ciepłownictwo systemowe i elektroenergetykę z możliwości pozyskiwania środków unijnych z tzw. pomocy regionalnej. To oznacza mniejszą możliwość wykorzystania środków unijnych w planowanych i niezbędnych inwestycjach. Trzeba zatem z pełną świadomością na poziomie strategicznego dokumentu, jakim jest „Polityka energetyczna Polski”, przesądzić o tym, że krajowe dokumenty muszą sprzyjać potencjalnym inwestorom.

Autor jest prezesem zarządu Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie.

Z jednej strony państwo wznieca, a z drugiej gasi pożar

Andrzej Arendarski

Odkąd sięgam pamięcią, problem słabej jakości stanowionego prawa oraz wad procesu legislacyjnego jest jedną z najczęściej wymienianych przez przedsiębiorców bolączek polskiej rzeczywistości gospodarczej.

Mija siedem lat od opublikowania „Dekalogu KIG”, w którym postulat reformy systemu stanowienia prawa pojawił się na pierwszym miejscu. Pisaliśmy wtedy, że w polskim parlamencie ustawy są uchwalane ze świadomością konieczności ich nowelizacji, czego efektem są ciągle zmiany prawa, nadmierna liczba uchwalanych ustaw, niespójność przepisów i dowolność interpretacji. Czy w ciągu siedmiu lat doczekaliśmy się radykalnych zmian? Dopiero w ubiegłym roku Ministerstwo Sprawiedliwości przeprowadziło kilkumiesięczne analizy, aby dojść do wniosku, że „polski system stanowienia prawa wymaga głębokiej reformy. Systemowe słabości obecnego modelu przekładają się na zbyt dużą liczbę uchwalanych ustaw, zbyt częste nowelizacje aktów prawnych oraz na niesatysfakcjonującą jakość tworzonego w Polsce prawa”. Czyli do tego samego, co organizacje przedsiębiorców zdiagnozowały wiele lat wcześniej. Efektem tej konstatacji był przedstawiony przez resort sprawiedliwości projekt założeń ustawy o konsultacjach publicznych rządowych projektów aktów normatywnych oraz o ocenie skutków regulacji, które miały zrewolucjonizować system stanowienia prawa.

Pomimo wprowadzanych do tej pory reform, problem jakości stanowionego prawa wciąż jest aktualny. Dotyczy to m.in. branży energetycznej, która szczególnie dotkliwie doświadcza zawirowań

w systemie prawnym. Dobrym przykładem mogą być tu działania związane z tworzeniem przepisów dotyczących wydobywania węgla kamiennego. Najpierw, mimo wielu krytycznych opinii ekspertów, Sejm przyjął regulacje prawne nakładające dodatkowe podatki na firmy poszukujące i eksploatujące złoża gazu (co może skutecznie ostudzić ich zapał np. do poszukiwania złóż gazu z łupków). Chociaż opłaty obowiązywać będą od 2020 roku, wcześniej na firmy spadnie wiele biurokratycznych obowiązków. Mamy jednak kolejny projekt tzw. specustawy węglowodorowej, przygotowany przez Ministerstwo Skarbu Państwa. Ustawa ma skrócić czas podejmowania decyzji przez urzędników i zapewnić szybsze rozpatrywanie odwołań. Inwestorzy będą musieli odwiedzać mniej urzędów i składać mniej dokumentów. To ciekawe rozwiązanie, pytanie tylko, czy w toku prac legislacyjnych nie zostanie skutecznie zepsute. Wniosek? Z jednej strony – państwo wznieca, a z drugiej gasi pożar. Nie dochodziłoby do takich sytuacji, gdyby przy projektowaniu zmian w prawie brano pod uwagę głos przedsiębiorców. Pomijanie ich zdania wciąż jest jedną z przyczyn powstawania bublej prawnych, które zaraz po uchwaleniu trzeba poprawiać.

Nie twierdzę, że dialog z przedsiębiorcami nie jest prowadzony. Projekty ustaw trafiają do konsultacji organizacji biznesowych, powstają takie inicjatywy, jak np. Komitet Gospodarczej Myśli Strategicznej przy resorcie gospodarki, który jest ciekawym forum dyskusji na temat przyszłości polskiej gospodarki. Chodzi jednak o to, aby wnioski z tych dyskusji były przekuwane na konkretne rozwiązania prawne, a nie kolejne tomy sprawozdań, raportów itd., które trafiają na urzędnicze półki.

Autor jest prezesem Krajowej Izby Gospodarczej.

Kodeks przyjazny inwestorom

Rozmowa z **prof. dr. hab. Zygmuntem Niewiadomskim**, przewodniczącym Komisji Kodyfikacyjnej Prawa Budowlanego



Panie profesorze, ile lat, tak naprawdę, trwają prace nad stworzeniem dobrego prawa budowlanego i prawa planowania przestrzennego. Odbłyło się kilkanaście edycji słynnej konferencji „inwestorski tor przeszkód”, powstały nawet stowarzyszenia, które za cel działania obrały sobie właśnie likwidację tego toru przeszkód, a mimo to nic się w tej materii nie zmieniło.

Wszyscy, którzy podejmowali działania w zakresie zmian szeroko rozumianego prawa budowlanego, chcieli tworzyć dobre prawo. Ale pojęcie „dobrego prawa” jest dość względne, bo mamy do czynienia ze sprzecznością interesów. Czego innego od tego prawa oczekują inwestorzy, czego innego organizacje chroniące środowisko, czego innego właściciele nieruchomości, a jeszcze czego innego obrońcy przestrzeni publicznej. Pogodzenie tych rozbieżnych interesów jest niezwykle trudne. I to jest przyczyna, że mamy do czynienia z ciągle trwającymi pracami. Inna rzecz, że w pracach tych często brakuje konsekwencji, na przykład zmiana rządu powoduje, że wypracowane projekty zostają zarzucone i wszystko zaczyna się od początku. Toczące się teraz prace nad kodeksem urbanistyczno-budowlanym są pierwszymi, które mają doprowadzić do kompleksowej regulacji procesu inwestycyjno-budowlanego. Do tej pory oddzielnie regulowano problemy planowania przestrzennego, ochrony środowiska, gospodarki nieruchomościami i oddzielnie kwestie prawa budowlanego *sensu stricto* – podejmowania i realizacji robót budowlanych. Uznaliśmy, że ten proces inwestycyjny powinien być regulowany kompleksowo. Powstające akty prawne, często w różnych resortach, niejako z natury są w znacznej mierze mało zintegrowane. Stąd zamysł, by powstała regulacja o charakterze kodeksu, w całości normującego proces inwestycyjno-budowlany. Zmiana nazwy – z kodeksu budowlanego na kodeks urbanistyczno-budowlany – ma podkreślać, że mamy do czynienia z regulacją całokształtu procesu inwestycyjnego, zaczynającego się na etapie planowania, bo tam rozstrzyga się, co można budować w tym czy innym miejscu.

Postawię pytanie ogólne – co kodeks urbanistyczno-budowlany tak naprawdę wnosi do naszego porządku prawnego?

Po pierwsze, kodeks stabilizuje gospodarkę przestrzeni. Obecnie inwestor tak naprawdę nie wie, czy może coś zrealizować w określonym miejscu czy nie. Chcemy gospodarowanie przestrzeni ustabilizo-

wać, sprawić aby było przewidywalne i niezależne od kadencyjności władz lokalnych. Chcemy doprowadzić do urealnienia polityki przestrzennej gminy. Gmina w studium uwarunkowań musiałaby obowiązkowo podzielić swój obszar na trzy kategorie i obowiązywałby na nich inny porządek planistyczny. Dla pierwszego z tych obszarów – rozwoju zabudowy – gmina miałaby obowiązek sporządzenia planu miejscowego i – co ważniejsze – miałaby obowiązek wyposażenia tego obszaru w infrastrukturę. To spowoduje zapewne, że gminy będą racjonalniej gospodarowały przestrzenią i nie w nadmiarze. Jak wskazują badania, obecnie gminy przeznaczyły pod zabudowę mieszkaniową obszary dla kilkudziesięciu milionów mieszkańców, co jest absurdalne. Druga kategoria to obszar już zabudowany. Tam nie ma obowiązku uchwalania planu, bo na podstawie ogólnych przepisów przestrzennych można ustalić zasady zagospodarowania. Trzecia kategoria to obszary wyłączeń z zabudowy, a często wręcz zakazu zabudowy ze względu na ochronę wartości wysoko cenionych, jak środowisko naturalne czy obiekty zabytkowe.

Kodeks narzuca pewne rygory gminie, ale jakie będą mechanizmy egzekucji tego prawa?

Przywiązujemy do tego dużą wagę. I tak, przewidując obowiązek planu, przewidujemy możliwość wykonania zastępczego planu przez wojewodę. Jednak oprócz tego mechanizmu administracyjnego, kodeks wprowadza również instrumenty finansowe. Gmina będzie mogła pobierać podatek od nieruchomości tylko pod warunkiem, że zrealizowała niezbędną infrastrukturę techniczną i społeczną. Opóźnienie w realizacji infrastruktury powodowałoby, że podatek ten z każdym rokiem byłby niższy, aż osiągnąłby stawkę zerową. Jeżeli bowiem inwestor sam zrealizowałby infrastrukturę, to trudno, żeby gmina czerpała z tego korzyści.

Jeśli kodeks ma być integralnym dokumentem regulującym całość procesów inwestycyjnych, to dlaczego już we wstępie do tego projektu podkreśla się, że zapisy kodeksu dotyczą planowania lokalnego. A gdzie są inwestycje liniowe celu publicznego, plany inwestycyjne krajowe i wojewódzkie, sektorowe i państwowe. Pozostał ten dualizm planistyczny, lokalny i ponadlokalny.

W pewnym sensie ma pan rację. Planowanie przestrzenne ponadlokalne to tworzenie polityki przestrzennej, bo zarówno na szczeblu województwa, jak i kraju powstają studia planistyczne, które nie mają charakteru prawa powszechnie obowiązującego. Taki charakter mają tylko plany miejscowe. A zatem władczo o możliwości inwestowania przesądzają nie te akty polityki przestrzennej, tylko plany miejscowe, tworzone przez gminy, bo jedynie one mają moc prawa powszechnie obowiązującego. Oczywiście, polityka przestrzenna ponadlokalna powinna być przełożona na język norm prawnych zawartych w planach miejscowych. Zatem wątek polityki przestrzennej ponadlokalnej w projekcie kodeksu nie pojawia się, bo komisja uznała, że to jest materia odrębnej ustawy o polityce przestrzennej państwa i regionów.

A więc jednak inwestycje liniowe celu publicznego muszą czekać na inne regulacje?

Wręcz przeciwnie. W projekcie kodeksu jest cały dział poświęcony inwestycjom celu publicznego, w którym zakładamy, że te wszystkie cele, które są zakładane w aktach polityki przestrzennej, formułowanej na szczeblu ponadlokalnym, a zatem w planach zagospodarowania przestrzennego województw, w koncepcji przestrzennego zagospodarowania kraju i rządowych programach realizacji inwestycji celu publicznego, muszą przechodzić do studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Gmina musi je uwzględniać. Sporządzając plan miejscowy jako akt prawa powszechnie obowiązującego, gmina jest związana ustaleniami zawartymi w polityce przestrzennej województwa i państwa. A jeśli nie uwzględniłaby tych inwestycji w planie, to będą one realizowane poza planem miejscowym. Trudno bowiem utrzymać dzisiejszy stan, gdy trasa szybkiego ruchu czy gazociąg muszą być negocjowane z każdą gminą i każdy odcinek wpisywany do planu miejscowego.

Czy przewiduje pan śmierć słynnych specustaw?

To dobre pytanie. Praktyka musiała sobie poradzić z niedoskonałym prawem wobec inwestycji ważnych dla państwa, więc rośnie w ostatnich latach liczba specustaw, wyłączających powszechny reżim prawny, szczególnie że wiele z nich jest współfinansowanych ze środków unijnych, a to wymaga precyzyjnego i szybkiego harmonogramu realizacji. Mechanizmy zastosowane w specustawach w istotnej mierze pozostawiamy w kodeksie. Zatem po wejściu w życie kodeksu ustawy specjalne, co do zasady, tracilyby rację bytu, aczkolwiek niekoniecznie z datą wejścia. Oprócz kodeksu będzie ustawa wprowadzająca nowe rozwiązania i tam zaproponujemy, jakie regulacje specjalne i przez jaki czas powinny obowiązywać. Na przykład inwestycje już realizowane i współfinansowane ze środków europejskich byłyby prowadzone według dotychczasowych przepisów. Wejście w życie kodeksu będzie zatem procesem wieloletnim. Proponowane zmiany są tak rozległe, tak systemowe, że ich wprowadzenie musi mieć charakter ewolucyjny.

A zatem trwające wciąż prace nad tzw. ustawą korytarzową mogą być kontynuowane, bez kolizji z kodeksem?

Tak, bo ten problem wymaga szybkiego rozwiązania. Na początku prac nad projektem ustawy korytarzowej Ministerstwo Gospodarki pytało Komisję Kodyfikacyjną, czy nie oponujemy przeciwko temu. Odpowiedzieliśmy, że nie możemy blokować takiej inicjatywy, bo jesteśmy jednym z nielicznych, jeśli nie jedynym spośród cywilizowanych państw, w których nie ma regulacji dotyczących korytarzy infrastrukturalnych.

Jakie z proponowanych zmian uznaje pan za najbardziej głębokie? Czy uproszczą one wreszcie procesy decyzyjne w administracji?

Jeżeli weźmiemy pod uwagę np. pozwolenia na budowę, to żeby to finalne pozwolenie uzyskać, koniecznych jest kilkanaście, a nawet kilkadziesiąt uzgodnień, a te są czynione w drodze odrębnych rozstrzygnięć administracyjnych, od których można się odwołać, skarżyć do sądu, co istotnie wydłuża proces inwestycyjny. Kodeks radykalnie ogranicza liczbę rozstrzygnięć administracyjnych. Co do zasady, rezygnuje z decyzji o warunkach zabudowy. No bo co jest właściwie przedmiotem tej decyzji? Przesądzenie o zgodności zamierzonej inwestycji z porządkiem przestrzennym obowiązującym na danym terenie. Dlaczego zatem musi być oddzielna decyzja? Przecież to może zrobić organ wydający pozwolenie na budowę. Ponadto w kodeksie stanowi się, że właśnie ten podmiot administracji będzie zobowiązany do przeprowadzenia wszystkich wymaganych uzgodnień i to nie w formie oddzielnych rozstrzygnięć administracyjnych, ale wewnętrznych uzgodnień. Innymi słowy, przedmiotowe uzgodnienia będą dokonywane w ramach jednego postępowania o pozwolenie na budowę. Wyeliminujemy tym samym skarżenie poszczególnych etapów procedury administracyjnej, a to oznacza, że oszczędzimy czas, unikniemy trwających wiele miesięcy, a często lat, procedur. Warto dodać, że takim rozwiązaniem nie ograniczymy obywatelom możliwości dochodzenia ich praw. Nic takiego się nie stanie, bo pozostaje możliwość skarżenia pozwolenia na budowę i wtedy będą oceniane wszystkie etapy działań prowadzących do pozwolenia na budowę. Rozwiązanie to jest wyjątkowo korzystne dla inwestorów. Oczywiście, administracji będzie trudniej. Jednak adresatem tych zmian ma być inwestor, a nie administracja.

W rozwiązaniach upraszczających proces decyzyjny administracji idziemy w kierunku znacznie szerszego niż dotychczas stosowania instytucji zgłoszenia w miejsce pozwolenia, podobnie jak jest to praktykowane w wielu krajach. To zgłoszenie będzie jednak wymagało projektu, a więc rośnie rola projektanta, architekta.

W przypadku inwestycji celu publicznego wprowadzamy zintegrowaną zgodę budowlaną, obejmującą także rozstrzygnięcia o wywłaszczeniu. Logika naszego projektu kodeksowego jest bardzo czytelna. Po pierwsze – reformujemy proces planowania. Po drugie – upraszczamy procesy decyzyjne. Po trzecie, i to jest bardzo ważne – wprowadzamy jawność procesu inwestycyjno-budowlanego poprzez stworzenie krajowego rejestru budowlanego, gdzie w jednym miejscu będzie można sprawdzić sytuację prawno-planistyczną i inwestycyjną każdej działki w Polsce. W ramach budowania przejrzystości procesów inwestycyjnych rozważamy również pomysł, aby postępowania administracyjne, dotyczące zwłaszcza dużych inwestycji, toczyły się w internecie. W naszym przekonaniu jest to skuteczniejszy instrument walki z różnymi patologiami niż iluzoryczne często próby tworzenia tzw. szczelnego prawa. Po czwarte wreszcie, idziemy w kodeksie w kierunku administracji negocjującej. Dzisiaj nasza administracja działa wyłącznie poprzez podejmowanie decyzji, a w Europie coraz powszechniejsza jest praktyka negocjacyjna.

Jakie są szanse, by tak ambitny projekt kodeksu w krótkim czasie stał się rzeczywistością?

Prace komisji zakończą się w styczniu przyszłego roku. Reszta zależy od polityków. Dostaną ekspercki projekt, mamy nadzieję, dobrego prawa dla inwestycji.

Rozmawiał **Adam Cymer**

Jak zmienia się rynek energii?

Leszek Juchniewicz

W literaturze przedmiotu zwykło się definiować rynek jako całość transakcji kupna-sprzedaży. Każdy z nas – zarówno konsument, jak i sprzedawca – codziennie w nich uczestniczy. Taka jest bowiem logika gospodarki rynkowej, że swoje potrzeby zaspokajamy poprzez uczestnictwo w rynku. Ta codzienność, traktowana jako coś normalnego i naturalnego, sprawia, iż w naszych zachowaniach rynkowych dominuje pewien automatyzm i nie zawsze w porę spostrzegamy narodziny nowych tendencji i zachowań rynkowych. Ktoś powie, że trudno się wydobyć z okowów rutyny i zaryzykować, podążając tropem rynkowych innowacji. Czasami jednak warto uważnie przyjrzeć się nowościom, nie tylko po to, by odczytać z nich znaki czasu, ale przede wszystkim znaleźć w nich asumpt do zmiany własnej filozofii rynkowej. W mniejszym stopniu może dotyczyć to np. rynku ziemiopłodów i kupna przysłowiowej pietruszki, ale z pewnością warto to zrobić w odniesieniu do szeroko rozumianego rynku energii.

To rzeczywiście zupełnie nowo rodzący się rynek, niezrozumiały dla wielu jego uczestników (zarówno po stronie popytowej, jak i podażowej), w dodatku pełen dynamicznych zmian. Czy są one jednorazowymi wydarzeniami czy trwałą tendencją, zmieniającą charakter i funkcjonowanie tego rynku? Odpowiedź, wbrew pozorom, nie jest wcale oczywista i łatwa. Wy-

Na ponad 14 mln gospodarstw domowych sprzedawcę energii zmieniło 200 tys. odbiorców. To, mimo ewidentnych tendencji wzrostowych, nadal jest nieistotny margines.

maga chociażby ogólnego oglądu jego zasadniczych segmentów, ze szczególną uwagą zwróconą na identyfikację nowych zachowań uczestników rynku energii, zwłaszcza jej odbiorców.

Nie ulega wątpliwości, że takim nowym postępowaniem odbiorców jest zmiana dotychczasowego sprzedawcy energii, związana z zasadą TPA (*Third Party Access*), czyli prawnym obowiązkiem udostępnienia sieci tym, którzy chcą własną energię lub gaz przesłać do swoich odbiorców. W ujęciu czasowym to praktycznie żadna nowość, bo takie uprawnienie wszyscy odbiorcy nabyli, począwszy od 1 lipca 2007 roku. W ujęciu sekularnym jest to jednak nowość, zważywszy że od początku istnienia zorganizowanych i publicznych dostaw energii odbywało się to na zasadzie monopolu naturalnego. Energię sprzedawał nam wyłącznie ten podmiot, który jedno-

cześniej ją produkował i dostarczał swoimi sieciami – elektroenergetycznymi, gazowniczymi lub ciepłowniczymi. Nie wyobrażaliśmy sobie innego sposobu zaopatrzenia w energię, do czasu, gdy zrodziły się nowe koncepcje funkcjonowania energetyki, poddanej wszędzie tam, gdzie było to możliwe – presji mechanizmu rynkowego, działającemu na zasadzie prawa popytu i podaży. Prekursorem w tym zakresie stała się na początku lat 90. ubiegłego wieku Wielka Brytania i niezwłocznie takie podejście zaczęło się upowszechniać w krajach Wspólnoty Europejskiej (dzisiejszej Unii Europejskiej). Polska również podjęła działania związane z urynkowieniem energetyki i stało się to znacznie wcześniej niż zostaliśmy pełnoprawnymi członkami UE. Wraz z wejściem do zjednoczonej Europy już nie tylko transponowaliśmy „ducha” rynkowej filozofii do energetyki, ale zostaliśmy także objęci literą prawa UE i zobligowani do jego pełnego stosowania.

Zapewne już tylko nieliczni pamiętają, że wspomniane prawo zmiany sprzedawcy szeroko rozumianej energii zostało zapisane w ustawie „Prawo energetyczne”, uchwalonej w kwietniu 1997 roku, zaś minister gospodarki w drodze rozporządzenia miał określić harmonogram nabywania tego uprawnienia, w okresie nie dłuższym niż 8 lat, na podstawie corocznie zużywanej ilości energii elektrycznej, gazu lub ciepła. Stosowne rozporządzenie zostało ogłoszone 20 sierpnia 1998 roku i zaczęło obowiązywać od 4 września tegoż roku. Zgodnie z tym rozporządzeniem, sekwencja nabywania uprawnień miała malejący charakter – począwszy od odbiorców o największym rocznym zużyciu, poprzez zużywających coraz mniejsze ilości, aż do najmniej zużywających energię elektryczną lub gaz – czyli gospodarstw domowych, które nabywały to uprawnienie od 5 grudnia 2005 roku. Jednak przed tą graniczną datą zaszła rzecz nieoczekiwana: Unia Europejska ogłosiła, że odbiorcy przemysłowi nabywają przedmiotowe uprawnienie od 1 lipca 2004 roku, wszyscy i niezależnie od poziomu zużycia, zaś odbiorcy w gospodarstwach domowych – od 1 lipca 2007 roku. Byliśmy już członkiem UE, musiała zatem nastąpić stosowna nowelizacja przepisów i zamiast w 2005 roku polskie gospodarstwa domowe stały się uprawnione do poszukiwania nowych sprzedawców energii elektrycznej lub gazu w drugiej połowie 2007 roku, czyli ponad 1,5 roku później. To bodajże jedyny przypadek, gdy w zakresie wdrażania mechanizmów rynkowych w energetyce nasze własne legislacyjne postanowienia wyprzedzały regulacje unijne.

Początki były skromne i nie ma powodu, by je szczegółowo analizować, choć wypada nieco przybliżyć skalę zjawiska. W minionych siedmiu latach, a więc w okresie, gdy gospodarstwa domowe nabyły prawo do zmiany sprzedaw-

cy energii elektrycznej, zrobiło to ponad 200 tys. odbiorców w grupie taryfowej G. Biorąc pod uwagę ogólną liczbę gospodarstw domowych, a łącznie z małymi gospodarstwami rolnymi jest ich u nas ok. 14 mln 420 tys. – to mimo ewidentnych tendencji wzrostowych nadal jest to nieistotny margines. Natomiast wśród odbiorców przemysłowych zmiany sprzedawcy energii dokonało około 112 tys. odbiorców. Z zasady TPA na wysokim napięciu korzysta większość, bo aż 2/3 odbiorców (200 odbiorców na 300) i co czwarty odbiorca na średnim napięciu (8400 na 33 300 odbiorców). Za sprawą prostych rachunków wychodzi na to, że z grupy tzw. odbiorców komercyjnych, liczącej według Ministerstwa Gospodarki ok. 2288 tys. podmiotów, na niskim napięciu korzysta z tej zasady zaledwie 103 tys. odbiorców. Trudno tu jednak o precyzję, bo skądinąd wiadomo, że znaczna część firm prywatnych, zarejestrowana w lokalach mieszkalnych, korzysta z taryfy G, a nie C i jest raczej ukryta w liczbie gospodarstw domowych.

Jak interpretować te liczby? Odbiorcy instytucjonalni na WN i SN, działający z reguły w formie spółek prawa handlowego, mają zdecydowanie inne podejście do zmiany sprzedawcy energii. Dysponujący odpowiednimi strukturami, zatrudniający specjalistów (w tym także energetyków), dla zachowania i obrony własnej konkurencyjności na co dzień muszą zarządzać kosztami energii. Szukają zatem tańszych sprzedawców i podejmują działania związane z poprawą efektywności energetycznej, ponosząc czasami nawet znaczne nakłady inwestycyjne. Natomiast odbiorcy na niskim napięciu to z reguły osoby fizyczne, prowadzące działalność gospodarczą jednoosobowo lub w postaci mikroprzedsiębiorstwa zatrudniającego kilka osób. I – jak widać – zachowują się identycznie jak konsumenci w gospodarstwach domowych. Widocznie koszty energii elektrycznej nie stanowią dla nich istotnej pozycji w strukturze kosztów działalności biznesowej.

Z kronikarskiego obowiązku dodajmy, że mamy też pewien progres, jeśli chodzi o zmianę sprzedawców gazu. W 2011 roku odnotowano zaledwie kilka przypadków zmiany sprzedawcy, ale już w 2012 roku liczba tych zmian wzrosła do 210, w 2013 roku podwoiła się, osiągając 429 odbiorców, a w połowie 2014 roku wzrosła do 697 przypadków. Abstrahując od mijającego półrocza, w którym wysoka liczba zmieniających sprzedawcę była rezultatem wycofania się jednego z nowych dystrybutorów z działalności na rynku detalicznym, to dynamikę zmian z pewnością należy uznać za imponującą, choć ich skala nadal pozostaje nieistotna.

Nasuwa się ogólna refleksja, że albo na zmianie sprzedawcy możemy zaoszczędzić niewiele, albo jesteśmy na tyle konserwatywni, że z uporem godnym lepszej sprawy tkwimy w starych przyzwyczajeniach. Niemniej jednak zmiany są widoczne i jest to dowód na zmiany rynku. Jest dla mnie sprawą niemal pewną, że źródłem tych zmian stały się same przedsiębiorstwa energetyczne, zmieniając swoje strategie sprzedażowe. Innymi słowy, to one, a nie odbiorcy, wykreowali nowe zachowania rynkowe. Odbiorcy, czego dowodzi statystyka, nadal pozostają raczej pasywni, korzystając zaledwie z przedkładanych im ofert. Sami z siebie jakiejś szczególnej presji na sprzedawców energii nie wywierali i nadal nie wywierają.

Nie ma wątpliwości co do tego, że impuls do zmian wygenerowali nowo wchodzący na rynek energii – przedsiębiorstwa

obrotu, a wśród nich specjalnie utworzone w tym celu firmy oraz firmy telekomunikacyjne. Dotychczasowi, tzw. zasiedziali sprzedawcy praktycznie bronili swojego *status quo*, choć i oni coraz częściej idą z „duchem czasu” i podejmują nowe strategie i kampanie marketingowe, zorientowane na odbiorcę końcowego i pełniejsze zaspokojenie jego oczekiwań. To dobra praktyka, bo sprzyja nie tylko upodmiotowieniu odbiorcy na rynku energii, ale też ożywia konkurencję pomiędzy firmami obrotu, które – rywalizując o zwiększenie sprzedaży i tym samym udziału w rynku – uatrakcyjniają swoje oferty adresowane do klientów.

Dziś firmy obrotu potencjalnym klientom, tym do pozyskania, oferują przede wszystkim niższe ceny energii. Taka propozycja przybiera różne formy, począwszy od nominalnie niższej ceny już od dnia zawarcia umowy, poprzez gwarancje jej utrzymania w pierwszym i drugim roku umowy, aż po gwarancję stałych, niezmiennych cen w całym okresie trwania umowy. A umowy coraz częściej zawierane są na okres dwóch, trzech, a nawet pięciu lat! Tak długi okres umowy trzeba jednak postrzegać jako swoiste „zamrożenie” rynku i „przypisanie” odbiorcy do tego sprzedawcy, którego sobie wybrał. Wcześniejsze odstąpienie od takiej umowy jest mocno ograniczone i nawet wręcz niemożliwe, a w przypadku decydowania się na nie – odbiorca musi się liczyć z różnymi sankcjami, często przewyższającymi uzyskane korzyści. Pewnie mało kto patrzy w przyszłość i zastanawia się nad okolicznościami, które mogłyby go skłonić do odstąpienia od takiej mało partnerskiej umowy lub wcześniejszego jej rozwiązania. Tym bardziej że aby zachęcić klienta do wyboru nowego sprzedawcy, już na wstępie proponuje mu się przeprowadzenie audytu energetycznego, który ma go umocnić w przekonaniu, że sprzedawcę warto zmienić. Niektórzy odbiorcy, z pewnością coraz liczniejsi, korzystają z dostępnych internetowo porównywarek cen, ale większość poprzestaje na rekomendacjach firm obrotu. W końcu robią to fachowcy! A poza tym potrafią wzmocnić swoją ofertę usługami dodatkowymi, takimi jak np. darmowa interwencja elektryka 24 godziny na dobę przez 7 dni w tygodniu. Kto kiedykolwiek miał awarię we własnym domu lub mieszkaniu i doskonale wie, jak człowiek staje się bezradny, gdy nic, co elektryczne w domu nie działa – z pewnością weźmie to pod uwagę. Wypada też odnotować, iż każdy sprzedawca bierze na siebie „ciężar” przeprowadzenia zmiany sprzedającego i na podstawie udzielonego mu pełnomocnictwa w tym zakresie komunikuje ten fakt zarówno operatorowi systemu dystrybucyjnego, jak i dotychczasowemu sprzedawcy. Rozwódzić się nad tym nie ma co, bo to ugruntowany już dziś standard i *de facto* obowiązek prawny nowego sprzedającego. Ale nie zawsze tak było. Niezbyt odległe są czasy, gdy każdy odbiorca, zwłaszcza przemysłowy, jeśli tylko chciał zmienić sprzedawcę, musiał się liczyć ze swoistymi utrudnieniami i wręcz retorsjami. Często bowiem okazywało się, że aby skutecznie móc zmienić sprzedawcę, odbiorca musiał ponieść znaczne koszty na modyfikację przyłącza, układów pomiarowych itp. I jeszcze jedna charakterystyczna cecha wielu ofert na sprzedaż energii. Deklaracja jednej faktury. Odbiorcy oczekują, że będą otrzymywać tylko jedną fakturę – za usługę dystrybucyjną i za sprzedaż energii czynnej. I znów mamy do czynienia z pewnym standardem, o który nie tak dawno, zaledwie rok temu, zabiegał prezes URE, domagając się od przedsiębiorstw energetycznych

stosowania po zmianie sprzedawcy jednej generalnej umowy dystrybucyjnej – kompleksowej. Co wcale nie przeszkadza nowym sprzedawcom eksponowania tego rozwiązania jako niemal własnego, stanowiącego wyróżnik ich oferty.

Wydaje się, że wśród zmian zachodzących na rynku dość często mamy do czynienia ze sztuką może nie tyle stwarzania pozorów, co bazowania na nostalgicznych tęsknotach odbiorców i korzystania z rozwiązań wypracowanych i sprawdzonych np. w telekomunikacji. Firmy tego sektora prześcigają się w indywidualizacji swoich ofert i staraniach „uszcicia” ich na miarę danego klienta. I te doświadczenia przenoszą na rynek energii. Jedną z takich firm telekomunikacyjnych, sprzedająca od niedawna również energię elektryczną, swoim potencjalnym klientom proponuje energię na abonament (czyli dostosowanie miesięcznego wolumenu energii do indywidualnego zapotrzebowania) oraz energię bez prognoz (czyli sprzedaż energii z comiesięcznym odczytem licznika i rozliczeniem za faktycznie zużytą energię). Taka indywidualizacja oferty sprzedaży energii elektrycznej jest z pewnością cenna sama w sobie, bo jest czymś innym, do czego przywykli odbiorcy. Niewątpliwie w przyszłości, i to całkiem niedalekiej, takie zindywidualizowane, a nie grupowe podejście do klienta stanie się normą powszechną.

Jeśli rzeczywiście firmy obrotu energią elektryczną naśladowają w swoim ofertowaniu firmy telekomunikacyjne, to tylko patrzeć, jak zaczną dodatkowo sprzedawać swoim klientom sprzęt AGD – w leasingu, na raty lub na zasadzie długoterminowego

Jedna z firm proponuje klientom energię na abonament oraz energię bez prognoz. Niewątpliwie w przyszłości, i to całkiem niedalekiej, takie zindywidualizowane, a nie grupowe podejście do klienta stanie się normą powszechną.

najmu. Skoro telekomy sprzedają telefony, tablety i laptopy, czyli te urządzenia, które korzystają z różnego rodzaju kart SIM i impulsów telekomunikacyjnych, to dlaczego przedsiębiorstwo energetyczne nie miałoby sprzedawać lodówki, pralki, zamrażarki czy zmywarki, które pobierają energię elektryczną?

Na szeroko rozumianym rynku energii i gazu obserwujemy jeszcze inną tendencję, by nie rzec – prawidłowość. Coraz częściej przedsiębiorstwa działające w zakresie sprzedaży energii elektrycznej zaczynają sprzedawać gaz, zaś te koncesjonowane odnośnie do sprzedaży gazu – zaczynają sprzedawać energię elektryczną. To zjawisko zyskało własną nazwę *dual fuel* i dla wielu znawców rynku stanowi coraz szerzej upowszechniającą się nowość. Gwoli prawdy, to niezupełnie nowość, bo koncepcja przedsiębiorstw *multi-utility* (sprzedających i dostarczających energię elektryczną, gaz, wodę, ciepło i coraz częściej usługi telekomunikacyjne) znana jest od dawna i funkcjonuje w wielu krajach. W Polsce jakoś upowszechnić się nie chciała,

choć na początku obecnego stulecia eksperci rynku energii lansowali tę koncepcję. Może tym razem?

Jeśli chcesz szukać rynkowego uzasadnienia dla łącznej sprzedaży gazu i energii elektrycznej, to sądzę, że jej źródłem z pewnością nie jest żaden przymus rynkowy, lecz dają o sobie znać raczej próby poszukiwania synergii w handlu. W końcu czym różni się sprzedaż jednego medium od drugiego? I skoro dysponujemy w firmie np. specjalistami od sprzedaży energii elektrycznej, to z pewnością da się wykorzystać ich techniczne obycie i bez trudu poradzą sobie ze sprzedażą gazu. Być może, dodatkowo będzie temu sprzyjać posługiwanie się w obrocie gazem identycznymi miarami, jak w przypadku energii elektrycznej. kWh energii czynnej i kWh gazu łatwiej będzie porównywać i, być może, sam odbiorca wykaże się inicjatywą i zacznie poszukiwać optymalizacji w kształtowaniu swojego portfela zakupów energii elektrycznej i gazu, a jeden, w znaczeniu – ten sam sprzedawca – będzie w stanie wesprzeć i zrationalizować te poszukiwania.

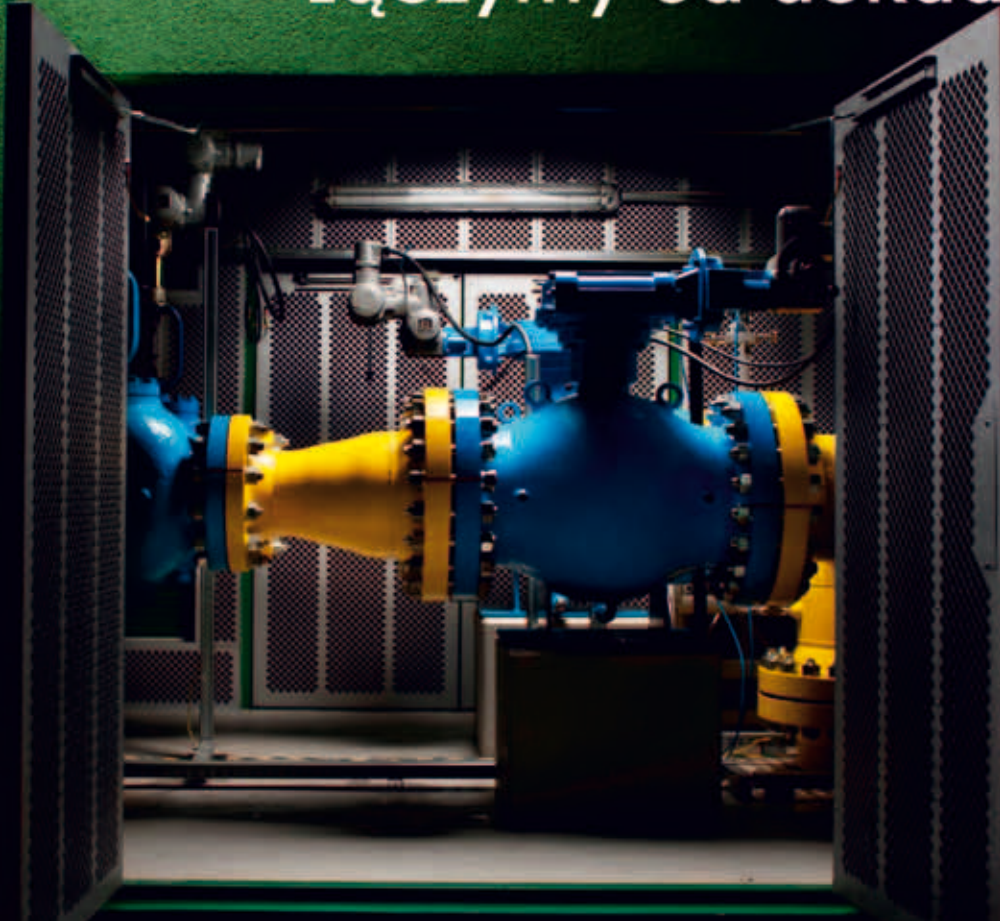
Można jednak odnieść wrażenie, że o *dual fuel* więcej się mówi niż się robi. Zapowiadano przecież takie wiązanie sprzedaży już w 2010 roku i robił to m.in. krajowy potentat w sprzedaży gazu. Prawdą jest, że rozpoczął sprzedaż energii elektrycznej, zaczynając od sprzedaży na rzecz spółek zależnych i stowarzyszonych i stopniowo rozszerza tę sprzedaż na innych odbiorców. Z kolei inny sprzedawca gazu płynnego i uznany zarazem dostawca instalacji do jego przechowywania, niespełna rok temu uzyskał koncesję na obrót energią elektryczną i próbuje najpierw sprzedać ją swoim dotychczasowym odbiorcom gazu. Niemniej jednak, sądząc po liczbie odbiorców zmieniających sprzedawcę, wspomniani sprzedawcy rynku jakoś nie zrewolucjonizowali. Podobnie rzecz wygląda w odniesieniu do sprzedawców energii elektrycznej, którzy rozpoczęli sprzedaż gazu. Mimo szumnych zapowiedzi – statystyka zmian sprzedawców nie potwierdza przedmiotowej ekspansji.

Niewątpliwie przyczółki sprzedaży wieloproduktowej są coraz liczniejsze i, być może, dzięki temu okażą się też trwalsze. I nie trzeba być zapewne wszytkowiedzącym futurystą, by z dużą dozą pewności przewidywać taki rozwój rynku, gdzie każdy konsument będzie w stanie znaleźć dla siebie zindywidualizowane i satysfakcjonujące go rozwiązanie. Ci, którzy cenią fachowość – będą nabywali poszczególne usługi lub produkty tylko od wyspecjalizowanych sprzedawców. Ci z kolei, którzy cenią wygodę – kupią np. prąd, gaz, wodę i ciepło u jednego sprzedawcy. Jeszcze inni – obawiający się ryzyka – zdywersyfikują swój portfel zamówień pomiędzy wielu różnych sprzedawców. A jeszcze inni pozostaną przy starych przyzwyczajeniach i będą energię lub gaz nabywać od dotychczasowych, sprawdzonych sprzedawców, wywodzących się z grupy kapitałowej tego dystrybutora, z którym przed laty zawarli umowę o przyłączenie i pierwszą umowę sprzedaży. Innymi słowy – rynek to bogactwo różności. Różnorodności – jeśli ktoś woli. I trzeba to po prostu uszanować.

Leszek Juchniewicz

Autor jest doradcą prezydenta Pracodawców RP.

Łączymy od dekady

A photograph of a large industrial gas valve assembly, primarily blue with yellow accents, mounted on a metal frame. The valve is situated inside a room with green walls and perforated metal doors. The scene is lit with dramatic, low-key lighting, highlighting the metallic textures and the complex piping of the equipment.

Już od 10 lat GAZ-SYSTEM S.A. dba o rozwój sieci przesyłowej w Polsce. Realizowane przez nas inwestycje mają na celu zarówno zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Polski, jak i stworzenie optymalnych warunków do rozwoju rynku gazu ziemnego.

SYSTEM, KTÓRY ŁĄCZY

Ocena realizacji PEP 2030 – wybrane refleksje

Wojciech Kułagowski

14 sierpnia 2014 r. Ministerstwo Gospodarki – w ramach wstępnych konsultacji projektu nowej polityki energetycznej Polski do roku 2050 – opublikowało projekt oceny realizacji polityki energetycznej Polski do roku 2030.

Ocena PEP 2030 jest wynikiem prac prowadzonych w Ministerstwie Gospodarki (MG). W opracowaniu tego dokumentu uczestniczyło, społecznie, około 50 ekspertów, podzielonych – ze względów organizacyjnych i z uwzględnieniem ich wiedzy i kompetencji – na sześć grup roboczych. Opracowywanie poszczególnych zagadnień przez te grupy robocze było realizowane poprzez odpowiedzi na pytania jednokowego dla wszystkich grup kwestionariusza, przygotowanego w MG oraz w trakcie kilku spotkań. Dodatkowo, jedna z wersji opracowanej oceny PEP 2030 była omawiana na posiedzeniu Komitetu Gospodarczej Myśli Strategicznej 3 lipca br.

Pierwszy rozdział dokumentu opisuje:

- stan obecny i uwarunkowania społeczno-gospodarcze oraz dane makroekonomiczne Polski, dotyczące energetyki na tle uwarunkowań światowych,
- rozwój rynków poszczególnych nośników energii: energii elektrycznej, gazu ziemnego, ciepła, paliw ciekłych i węgla,
- uwarunkowania międzynarodowe Unii Europejskiej w zakresie polityki energetycznej i klimatycznej oraz rozwoju połączeń międzynarodowych infrastruktury elektroenergetycznej i gazowej,
- nowe perspektywy sektora elektroenergetycznego.

Warto podkreślić są tu działania opisane w ramach nowych perspektyw sektora, dotyczące stanu poszukiwań gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych oraz wdrażania energetyki jądrowej w Polsce, wskazujące, że z tych zasobów skorzystamy najwcześniej w następnym dziesięcioleciu.

Rozdział drugi opisuje przyjęte wskaźniki monitorowania realizacji PEP 2030. Dyskusja nad tymi wskaźnikami spowodowała, że dla potrzeb monitorowania nowej polityki energetycznej Polski do 2050 roku zostanie przyjęty szerszy, zweryfikowany zestaw takich wskaźników.

Rozdział trzeci poświęcony jest omówieniu realizacji sześciu priorytetów PEP 2030. Poniżej, do czterech wybranych priorytetów – z zachowaniem oryginalnej numeracji – przedstawiono subiektywne oceny i spostrzeżenia oceniającego.

Priorytet II. Wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii

Realizacja zadań ujętych w programie działań wykonawczych tego priorytetu przyczyniła się do osiągnięcia założo-

nych celów w różnym zakresie, w stosunku do poszczególnych nośników energii.

W obszarze paliw pierwotnych osiągnięto znaczne postępy w rozbudowie infrastruktury gazowej, niewielkie – w obszarze ropy naftowej i paliw ciekłych, pewien postęp w obszarze węgla brunatnego i, zdaniem oceniającego, regres w obszarze węgla kamiennego. Zaniepokojenie budzi kondycja finansowa polskiego górnictwa węgla kamiennego, będącego dostawcą do elektrowni pracujących na tym węglu, mających wciąż znaczny udział w produkcji energii elektrycznej, oraz do ciepłowni i elektrociepłowni, mających przeważający udział w produkcji ciepła sieciowego.

W obszarze energii elektrycznej i ciepła osiągnięto średni poziom zaawansowania realizacji tego priorytetu. O ile inwestycje sieciowe zaczęły być realizowane w szerszym zakresie, o tyle inwestycje w nowe moce wytwórcze są realizowane w bardzo niewielkim stopniu, głównie w energetyce odnawialnej. Poziom cen uprawnień do emisji CO₂ powoduje, że większość inwestycyjnych zamierzeń proekologicznych jest nieopłacalna. Pomimo znacznego nakładu pracy i przygotowania projektów ustaw nie został uchwalony tzw. duży trójpak energetyczny. Nadal brak kompleksowych uregulowań prawnych, umożliwiających realizację inwestycji sieciowych („ustawa korytarzowa”).

Priorytet III. Dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej

Realizacja zadań ujętych w programie działań wykonawczych tego priorytetu przyczyniła się do osiągnięcia założonych celów w niewielkim zakresie, głównie z uwagi na ich charakter. Część zadań zrealizowano z opóźnieniem, część jest w trakcie realizacji. Znaczącym osiągnięciem jest opracowanie w Ministerstwie Gospodarki oraz przyjęcie przez Radę Ministrów w styczniu 2014 r. dokumentu strategicznego pt. „Program polskiej energetyki jądrowej” (PPEJ), który zawiera m.in. harmonogram wybudowania dwóch elektrowni jądrowych oraz przygotowania dla tych elektrowni odpowiedniej infrastruktury regulacyjnej i organizacyjnej. W dokumencie tym zostały ujęte także kwestie związane z zapewnieniem bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej oraz sposoby postępowania z wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi.

Priorytet IV. Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw

Realizacja zadań ujętych w programie działań wykonawczych tego priorytetu przyczyniła się do osiągnięcia założonych celów w istotnym zakresie. Opóźnienia występują w dwóch obszarach: legislacyjnym – projekt ustawy o odnawialnych źródłach

energii trafił do Sejmu dopiero w lipcu br., oraz w obszarze biopaliw. Zrealizowanie założonych działań pozwoliło na istotny rozwój potencjału produkcyjnego OZE, ale założona budowa morskich farm wiatrowych w obecnych uwarunkowaniach jest – zdaniem oceniającego – nieuzasadniona ekonomicznie.

Priorytet V. Rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii

Realizacja zadań ujętych w programie działań wykonawczych tego priorytetu przyczyniła się do osiągnięcia założonych celów w niewielkim stopniu. Nie wprowadzono zakładanej architektury rynku energii elektrycznej. Rozpoczęto proces zmiany i wdrażania mechanizmów regulacji wspierających konkurencję na rynku gazu. Największe zmiany zaszły w obszarze handlu energią elektryczną.

Polskie firmy stoją teraz przed wielkim wyzwaniem, jakim będzie przygotowanie się do włączenia w europejski (UE) rynek energii elektrycznej i gazu.

Rozdział czwarty oceny PEP 2030 zawiera wnioski i rekomendacje w stosunku do poszczególnych priorytetów.

Wybrane refleksje

Realizacja PEP 2030, przyjętej przez Radę Ministrów w listopadzie 2009 r., przypadła na trudny okres recesji gospodarczej, a część założeń i celów tego dokumentu została opracowana w okresie, kiedy nie było jeszcze sygnałów o recesji, co na pewno miało wpływ na późniejszą realizację przyjętych celów.

Analizując wnioski i rekomendacje z czwartego rozdziału dokumentu, na szczególne wyróżnienie – zdaniem oceniającego – zasługuje zwrócenie uwagi na część rekomendowanych działań.

1. Konieczność zdecydowanych działań naprawczych i restrukturyzacyjnych w podmiotach sektora węgla kamiennego – obecna kondycja większości podmiotów z tego sektora jest fatalna.
2. Konieczność przyjęcia kompleksowych regulacji ułatwiających prowadzenie inwestycji w zakresie rozwoju infrastruktury liniowej i magazynowej gazu ziemnego – podobnie jak ustawa „korytarzowa” powinien być to jeden z priorytetów rządu.
3. Konieczność eliminacji barier i uproszczenia procedur związanych z procesem przygotowania formalnoprawnego inwestycji w sektorze elektroenergetyki, a także wprowadzenie rozwiązań wspierających badania i rozwój w zakresie magazynowania energii elektrycznej – ciągnące się już drugą kadencję sejmową prace legislacyjne wymagają zdecydowanych rozstrzygnięć na szczeblu Rady Ministrów.
4. Zasadność opracowania i wdrożenia mechanizmów gwarantujących budowę w Polsce nowych źródeł mocy o przewidywalnej charakterystyce pracy i odpowiedniej elastyczności, zastępujących jednostki wyeksploatowane, z uwzględnieniem wzrostu zapotrzebowania na moc i energię w krajowym systemie elektroenergetycznym – czas przerwać dyskusję i podjąć zdecydowane działania, póki jeszcze nie jest za późno.
5. Zasadność rozważenia możliwości wprowadzenia zmian w aktualnym modelu regulacji sektora ciepła – w celu stworzenia warunków do poprawy efektywności energetycznej podmiotów tego sektora – obecne przedłużenie prawa do

czerwonych i żółtych certyfikatów kompletnie niczego w tym obszarze nie wnosi.

6. Potrzeba podjęcia działań mających na celu odpowiednie przygotowanie polskiego przemysłu w celu maksymalizacji jego udziału w programie energetyki jądrowej na wszystkich etapach PPEJ; jeśli – zgodnie z PPEJ – w roku 2024 mamy mieć pierwszą pracującą elektrownię jądrową, to na takie działania mamy trzy, maksymalnie cztery lata.
7. Potrzebę określenia długofalowej wizji rozwoju sektora OZE, która powinna zostać określona z uwzględnieniem efektu synergii poszczególnych instrumentów wsparcia – najwyższy czas, abyśmy przestali traktować źródła OZE jako coś wyjątkowego, one są już istotnym elementem polskiej energetyki i muszą być traktowane na równi z innymi technologiami.
8. Potrzeba kontynuowania prac nad budową wspólnotowego rynku energii elektrycznej w Europie – ten rynek za 2–3 lata będzie faktem, a nasze przygotowania na razie są w punkcie startowym.
9. Potrzeba przygotowania kompleksowej strategii liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce oraz wprowadzenia skutecznych instrumentów prowadzących do uwolnienia cen gazu ziemnego, z uwzględnieniem drogi dojścia do uwolnienia cen dla kolejnych grup odbiorców oraz potrzeby zapewnienia stabilności funkcjonowania podmiotów obecnych na rynku – strategia ta powinna być realistyczna i uwzględniać realia kontraktowe oraz ich uwarunkowania geopolityczne, nasze zasoby i ich realne perspektywy oraz uwarunkowania dostaw *via* terminal LNG w Świnoujściu.

* * *

14 sierpnia br. MG ogłosiło, niespodziewanie, wstępne konsultacje projektu nowej polityki energetycznej Polski, publikując trzy dokumenty:

1. Projekt „Oceny realizacji polityki energetycznej Polski do 2030 roku”, wersja 5.,
2. Projekt „Polityki energetycznej Polski do 2050 roku”, wersja 1.,
3. Projekt „Wniosków z analiz prognostycznych na potrzeby polityki energetycznej Polski do 2050 roku”, wersja 1.

Prawdopodobnie pośpiech w opracowaniu dwóch z tych trzech projektów i przedstawieniu ich kompletu do konsultacji wynikał z przygotowywania, przez poszczególnych ministrów, materiałów do informacji na temat prac rządu na najbliższe miesiące, którą premier zaprezentował w Sejmie 27 sierpnia br.

O ile pierwszy z wymienionych projektów był przedmiotem prac Zespołu Doradczego ds. Rozwiązań Systemowych w Sektorze Energetyki, o tyle dwa kolejne członkom tego zespołu (a przynajmniej ich części) były nieznanne.

Pierwsze komentarze ekspertów, dotyczące tych projektów są w przeważającej większości negatywne – wiele zgłoszonych uwag jest słusznych i powinny zostać uwzględnione w dalszych pracach.

Warszawa, sierpień 2014 r.

Autor jest niezależnym ekspertem energetycznym.

Czy norma europejska może utrudniać rozwój branży gazowej w Polsce?

Eliza Dyakowska

Jakość gazu w polskiej sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej określają cztery normy serii PN-C-04750, dotyczące kolejno klasyfikacji paliw gazowych, oceny jakości gazu ziemnego, jakości gazu w sieci przesyłowej i jakości gazu dostarczanego odbiorcom z sieci dystrybucyjnej. Normy zostały znowelizowane w 2011 r., a nowelizacja dotyczyła m.in. górnej granicy liczby Wobbego (Ws) dla gazu grupy E. Ta wartość została podwyższona z 54 do 56,9 MJ/m³ w warunkach odniesienia (to ważne!!) równych 0°C/25°C. Warunki te oznaczają temperaturę pomiaru objętości 0°C i temperaturę procesu spalania 25°C (przy ciśnieniu 1013,25 kPa).

Zdaniem Komisji Europejskiej, brak normy europejskiej ujednolicającej wymagania dotyczące jakości gazu może utrudniać przesyłanie gazu pomiędzy poszczególnymi krajami. W związku z tym 16 stycznia 2007 r. KE zwróciła się do CEN (Mandat M/400 EN) w sprawie opracowania normy europejskiej dla gazu ziemnego o jakości H¹.

Projekt normy pr EN 16726 Gas infrastructure – Quality of gas – Group H (maj 2014) jest obecnie w opiniowaniu, które potrwa do 8 października 2014 r. W ramach konsultacji Dy-

W prezentacji brytyjskiej podano, że w Wielkiej Brytanii obowiązuje zakres Ws od 47,2 do 51,41 MJ/m³ w warunkach odniesienia 15°C/15°C. Oszacowano, że dostosowanie gazu, który jest dostarczany z 10 różnych kierunków, generuje w okresie 30 lat koszty dla odbiorców około 700 mln funtów.

Składają się na to między innymi koszty przetwarzania gazu, w tym zmniejszania liczby Wobbego przez dodawanie płynnego azotu do dostarczanego LNG. W Wielkiej Brytanii jakość gazu nie stanowi bariery w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw, ponieważ wszystkie instalacje LNG zawierają *ballasting facilities*, czyli instalacje doazotowywania.

Kontrowersje budzi natomiast propozycja dopuszczalnego zakresu Ws, zawarta w prEN 16726. Rozszerzenie zakresu od 46,44 do 54 MJ/m³ oznaczałoby konieczność poniesienia dodatkowo kosztów w wysokości około 8 mln funtów. Rząd brytyjski stoi na stanowisku, że koszty znacznie przekroczą korzyści. Nie ma powodu, żeby zmienić w UK specyfikację gazu ani przed, ani po 2020 r.

W Hiszpanii, przy warunkach 15°C/15°C, największa wartość Ws w ostatnich pięciu latach wyniosła 53,57 MJ/m³, a najmniejsza 49,08 MJ/m³. Obserwowana zmienność Ws w krótkim przedziale czasu wynosiła aż do 6%. Nie zaobserwowano jednak żadnego wpływu tej zmienności na urządzenia użytkowników końcowych.

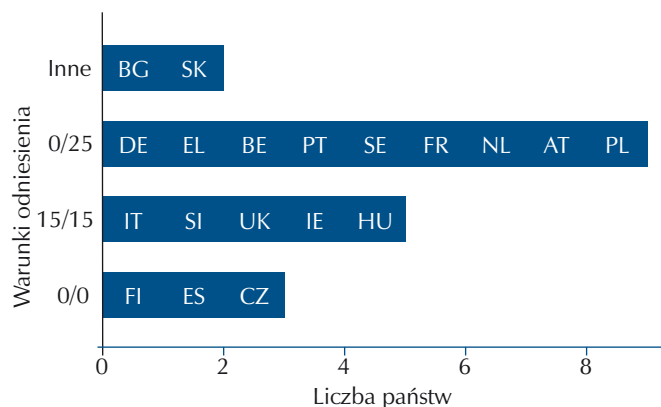
W Niemczech zauważono, że wysoka sprawność palników przemysłowych urządzeń wykorzystujących gaz do ogrzewania mieszkań jest osiągnięta wyłącznie, gdy:

- zmienność jakości gazu jest ograniczona do wąskiego pasma lub
- wdrożone jest sterowanie procesem spalania opartym na jakości gazu.

Podczas warsztatów GAZ-SYSTEM przedstawił polskie doświadczenia w zakresie jakości gazu w kontekście dywersyfikacji dostaw; została podkreślona również konieczność ujednoczenia warunków odniesienia występujących w różnych dokumentach europejskich. W projekcie normy prEN 16726:2014 warunki odniesienia wynoszą 15°C/15°C, podczas gdy w EASEE -Gas CBP i w kodeksie sieci INT wynoszą one 0°C/25°C. Nasza propozycja, przedstawiona podczas warsztatów, dotyczyła rozważenia zmiany warunków odniesienia w normie na 0°C/25°C.

Zdaniem DG Energy, obecnie poglądy interesariuszy są bardziej zbieżne niż były podczas poprzednich spotkań, pozostały jednak w dalszym ciągu otwarte kwestie dotyczące – oprócz liczby Wobbego – także m.in. zawartości siarki i jej związków.

Warunki odniesienia stosowane w Europie



rekcja Generalna Komisji Europejskiej ds. Energii (DG Energy) zorganizowała 1 lipca 2014 r. w Brukseli warsztaty poświęcone projektowi normy, w których wzięło udział prawie 150 ekspertów reprezentujących wszystkie grupy interesariuszy i wszystkie regiony UE. Zaprezentowano różne punkty widzenia. Agendę warsztatów, prezentacje i projekt normy można znaleźć pod adresem: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/gas/gas_quality_harmonisation_en.htm

DG Energy stoi na stanowisku, że norma europejska dla gazu wysokometanowego powinna zapewnić przejrzystość i zaufanie wszystkich uczestników, że gaz spełniający jej wymagania może być transportowany i użytkowany w dowolnym miejscu w Europie. Takie postawienie sprawy jasno ustawia odpowiedzialność pomiędzy graczami na rynku: operatorzy przesyłowi

w sprawie dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego, a tym samym zasadność i wiarygodność wczesnych konsultacji projektów kodeksu.

Istotne jest również, że w zdecydowanej większości państw członkowskich, w tym w Polsce, stosowane są już warunki 0°C/25°C.

Wartości liczby Wobbego w różnych dokumentach, dla różnych warunków odniesienia

	Liczba Wobbego, warunki odniesienia			
	15°C/15°C		0°C/25°C	
	MJ/m ³	kWh/m ³	MJ/m ³	kWh/m ³
Norma EN 437 (grupy H i E)	54,70	(15,19)*	(57,66)*	(16,02)*
prEN 16726:2014(E)	54,00	(15,00)*	(56,92)*	(15,81)*
EASEE-Gas CBP 2005-001/02	(54,00)*	(15,00)*	(56,92)*	15,81
Polskie normy i przepisy (rozporządzenie MG)	(54,00)*	(15,00)*	56,9	(15,81)*

*) Wartości w nawiasach wynikają z przeliczenia na inne jednostki lub inne warunki odniesienia.

generalnie są odpowiedzialni za gaz w ich systemach. W przypadku, gdy dostarczany do systemu gaz jest poza specyfikacją, musi być przetwarzany lub jego przepływ wstrzymany, dopóki operator nie dostosuje jego jakości, co byłoby standardową operacją.

Jak wykazały warsztaty, te cele mogą spowodować, że wielu klientów i producentów urządzeń będzie się domagało, aby w normie określić węższy niż proponowany zakres liczby Wobbego (46,44–54,00 MJ/m³) lub wąski przedział jej zmienności. Z drugiej strony, szczególnie dostawcy i handlowcy są za większą elastycznością jakości gazu.

Niektóre wnioski DG Energy dotyczą także projektu kodeksu sieci, dotyczącego współdziałania i zasad wymiany danych (INT NC), który obecnie jest w procesie komitologii.

Kodeksy sieciowe są konkretnymi narzędziami do wdrożenia jednolitego rynku energii w UE. Zawierają one wspólne zasady funkcjonowania i zarządzania systemami energetycznymi oraz mają na celu eliminację barier technicznych dla dalszej integracji rynku. Kodeksy są opracowywane dla gazu ziemnego przez ENTSO-G (*European Network of Transmission System Operators for Gas*)².

Kodeksy sieciowe – dotychczas przyjęte są dla rynku gazu dwa kodeksy, tj. kodeks w sprawie mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych (CAM NC) i kodeks w sprawie bilansowania systemów przesyłowych (BAL NC) – są przyjmowane w drodze procedury komitetowej (akceptacja przez ekspertów z krajów członkowskich UE). Po przejściu przez tę procedurę, kodeks sieciowy staje się prawnie wiążący i nie wymaga implementacji do prawa krajowego (moc prawna równa rozporządzeniu).

Ostatnio niespodziewanie nastąpiła nagle zmiana stanowiska KE w sprawie warunków odniesienia z 0°C/25°C na 15°C/15°C oraz jednostek zaproponowanych w projekcie INT NC: MJ zamiast kWh dla energii, kPa zamiast barów dla ciśnienia oraz Kelvin zamiast stopni Celsjusza dla temperatury.

Nowa propozycja KE w kwestii zmian warunków odniesienia jest zaskakująca i niesie wiele negatywnych konsekwencji dla rynku gazu ziemnego w Polsce.

Projekt INT NC, w tym warunki odniesienia, jak również jednostki, były szeroko konsultowane i uzgodnione z uczestnikami rynku. Zmiany na tym etapie podważają zasady art. 10 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 715/2009

W 2011 r. polskie normy dotyczące jakości gazu zostały zmienione zgodnie ze standardem EASEE-Gas (EASEE-Gas CBP 2005–001/02). W konsekwencji wprowadzono również odpowiednie zmiany w rozporządzeniu MG w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (tzw. systemowym).

Zmiana warunków odniesienia z 0°C/25°C na 15°C/15°C niesie ze sobą następujące możliwe negatywne skutki:

■ konieczność liczących zmian w prawie krajowym – w rozporządzeniach systemowym i taryfowym, w polskich normach i innych dokumentach, takich jak np. IRiESP;

■ konieczność zmian w systemach informatycznych operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych oraz użytkowników sieci odpowiedzialnych za gromadzenie danych, przetwarzanie, publikowanie, rezerwację zdolności, nominacje i fakturowanie;

■ konieczność przeprogramowania lub wymiany sprzętu pomiarowego (przeliczniki, chromatografy procesowe) w celu spełnienia wymogów związanych z nowymi warunkami odniesienia;

■ koszty zmian według wstępnych szacunków GAZ–SYSTEM S.A. mogą być liczone w milionach euro;

■ duże prawdopodobieństwo błędnej interpretacji wartości liczby Wobbego, ponieważ w polskich normach przed nowelizacją wartość Ws wynosiła 54 MJ/m³ dla warunków 0°C/25°C i została podwyższona do 56,9 MJ/m³, co odpowiada wartości 54 MJ/m³ dla 15°C/15°C.

W podsumowaniu należałoby odpowiedzieć na tytułowe pytanie, ale odpowiedź nie jest jednoznaczna. W przypadku, gdy norma będzie wymieniona w NC INT jako obowiązująca, co przewiduje DG Energy, będziemy musieli ją stosować. Ograniczając rozważania wyłącznie do liczby Wobbego, należy mieć na uwadze co najmniej dwa aspekty – zakres Ws i warunki odniesienia. Jeśli zakres ulegnie ograniczeniu (na razie w prEN 16726 jest taki sam jak w polskich normach), może to oznaczać konieczność budowy instalacji dostosowujących jakość i bardzo duże koszty dla odbiorców końcowych. Co do warunków odniesienia w normie EN 16726, to można sądzić, że będą wynosiły 15°C/15°C, a to może oznaczać konieczność poniesienia kosztów, o których mowa wyżej.

Autorka jest pracownikiem Pionu Rozwoju Inwestycji w OGP GAZ–SYSTEM S.A.

¹ Zgodnie z klasyfikacją podaną w EN 437:2003 *Test gases – Test pressures – Appliance categories*, różnica między gazem grupy H i gazem grupy E polega na różnej wartości dolnej granicy Ws, która dla warunków odniesienia 15°C/15°C wynosi odpowiednio 45,7 MJ/m³ i 40,9 MJ/m³; górna granica jest taka sama i wynosi 54,7 MJ/m³.

² Obecnie ENTSO-G ma 45 członków i 3 partnerów stowarzyszonych z 26 krajów europejskich oraz 4 obserwatorów.

XVIII Forum Ciepłowników Polskich

Andrzej Schoeneich

W dniach 14–16 września br. w Międzyzdrojach odbyło się kolejne Forum Ciepłowników Polskich, które zgromadziło ponad 550 osób, przedstawicieli ponad 350 firm członkowskich IGCP.

Pierwszy dzień obrad forum zdominowała debata „**Miejsce sektorów energetycznych w przyszłej polityce energetycznej Polski. Jak zsynchronizować cele?**”. Paneliści zajęli się przede wszystkim „Polityką energetyczną Polski do roku 2030” (uchwaloną w 2009 r.), wskazując, że „...polityka ta nie jest taka najgorsza, ale cóż z tego, skoro wiele rzeczy nie jest realizowanych.” Niektóre zapisy zawarte w „Polityce...” praktycznie nie były nawet rozpatrywane. Trudno ocenić, dlaczego wypracowane przez uznanych ekspertów w wielkim trudzie merytoryczne stanowiska branż nie są uwzględniane. Nie można jednocześnie powiedzieć, że niczego nie daje się uzgodnić z resortami, ale efekty przychodzą z dużym opóźnie-

energetycznej Polski do roku 2050”. Generalnie, paneliści zgadzali się, że nie należy przywiązywać dużej roli do tej „Polityki...”, bo jest ona zbyt ogólna. Kluczowy będzie natomiast „Wykaz operacyjnych zadań i zobowiązań” dla ministrów na lata 2014–2020, powiązany z przyjętym już unijnym programem środków pomocowych dla Polski. Jednak najpoważniejszym problemem hamującym rozwój sektorów energetycznych jest postępująca zapaść legislacyjna. Polska nie może samodzielnie stanowić całego swojego krajowego prawa, ponieważ obowiązują ją w rosnącym zakresie regulacje unijne. Dodatkowo, poszczególne resorty nadal wykazują tendencje nadregulacji w tym obszarze, przy równoczesnym braku strategii państwa

nie mogąc liczyć na przedłużenie wsparcia dla kogeneracji po roku 2018. Innym problemem jest zbyt niska opłata zastępcza, ustalana przez Urząd Regulacji Energetyki zwłaszcza jeśli chodzi o tzw. żółte certyfikaty (gazowe). A ponadto okazuje się, że Komisja Europejska ma wątpliwości, czy ten ułomny system wsparcia jest zgodny z nowymi zasadami udzielania pomocy publicznej.

Bardzo interesująca była dyskusja na temat „**Analizy wpływu projektowanej dyrektywy KE (MPC) w sprawie emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich źródeł spalania, tj. obiektów w zakresie mocy w paliwie od 1 do 50 MW**”, przygotowana przez Instytut Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej. Dyrektywa ta spowoduje bardzo duże prawdopodobieństwo powstania przewagi źródeł gazowych nad węglowymi (pod względem jednostkowej ceny ciepła), m.in. dlatego że ciepło ze źródeł gazowych nie będzie obciążone kosztami uprawnień do emisji CO₂.

Równolegle uczestnicy forum wyrazili obawy dotyczące zarówno bezpieczeństwa stabilnych dostaw gazu do Polski (z różnych kierunków), jak i braku realnych szans na zwiększenie własnego wydobycia ze złóż krajowych. Oznacza to utrzymywanie się wysokiej ceny gazu w relatywnie długim okresie. Obawy te były tonowane wyjaśnieniami, że produkcja ciepła systemowego w Polsce opiera się w 74% na węglu, a tylko w 7% na gazie, zaś ewentualne zmniejszenie dostaw gazu nie przełoży się w sposób niekorzystny na sytuację sektora komunalnego. Generalnie, Ciepłownictwo Polskie jest zainteresowane znacznym zwiększeniem wykorzystywania gazu ziemnego m.in. z powodu nacisku władz lokalnych, działających na rzecz radykalnego ograniczenia emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłu. Jednak wiele firm komunalnych twierdzi, że spotyka się z pewną barierą inercji ze strony gazownictwa, które jest często postrzegane jako bierny uczestnik tego procesu.

Autor był przedstawicielem IGG na Forum Ciepłowników.



Uczestnicy debaty (od lewej): Jacek Szymczak, prezes zarządu Izby Gospodarczej Ciepłownictwa Polskiej, Mirosław Semczuk, członek zarządu Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii, Marcin Kaszyca, przedstawiciel Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektroenergetyki, Zbigniew Bicki, wiceprezes zarządu Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska, Andrzej Schoeneich, dyrektor Izby Gospodarczej Gazownictwa, Marian Babiuch, prezes zarządu Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych, i prowadzący debatę Wojciech Szelaż z Polsat News.

niem lub w ogóle. Podkreślano, że samorządowe organizacje branżowe są dla rządu „...gwarancją bezpieczeństwa przed ewentualnymi zarzutami, że ulega jakiejś grupie interesów.” Jednak zwracano uwagę, że nie istnieje, niestety, coś takiego, jak rozmowy przedstawicieli branż z rządem: „...dyskutujemy z poszczególnymi przedstawicielami resortów na szczelbu departamentów”. Następnie oceniono postęp prac nad nowym dokumentem, opublikowanym przez Ministerstwo Gospodarki, tj. projektem „Polityki

w stosunku do kluczowych przedsiębiorstw energetycznych.

W kolejnych referatach i panelach dotyczących głównie aspektów technicznych rozwoju systemów ciepłowniczych przewijały się problemy ograniczania rozwoju kogeneracji, której wsparcie obowiązuje tylko do roku 2018. Występujący podczas kolejnych debat przedstawiciele firm podkreślali jednomyślnie, że inwestorzy nie będą podejmować (odpowiedzialnych) decyzji o budowie jednostki skojarzeniowej,

W poszukiwaniu nowych źródeł energii

Nasza wiedza i kompetencje to wynik wielu lat doświadczeń w branży



Naszym celem strategicznym jest dostęp do nowych zasobów ropy i gazu w Polsce i na świecie. Dlatego stale rozwijamy i zdobywamy nowe kompetencje w obszarze poszukiwania i wydobywania węglowodorów.



Przemowa Pawła Adamowicza, prezydenta Gdańska.

Polska Spółka Gazownictwa partnerem spektaklu Andrzeja Wajdy

Katarzyna Jędrzyak, Centrala Polskiej Spółki Gazownictwa

Kilka tysięcy widzów obejrzało spektakl Andrzeja Wajdy we wnętrzu zabytkowego zbiornika gazu na terenie gdańskiego oddziału Polskiej Spółki Gazownictwa, gdzie 1 i 2 września br. prezentowany był spektakl filmowo-multimedialny „Wybuch” według pomysłu Andrzeja Wajdy.



Pokazy zostały przygotowane specjalnie na obchody 75. rocznicy wybuchu drugiej wojny światowej. Podczas każdej z bezpłatnych projekcji wypełniona była większość widowni, przez 2 dni „Wybuch” przyciągnął do zabytkowego obiektu PSG ponad 5000 widzów. Wielu z nich, opuszczając salę projekcyjną, nie kryło wzruszenia.

„Wybuch” to poruszająca opowieść o historii Gdańska, Polski i Europy w latach 1933–1939. Spektakl ukazuje groźbę narodowego socjalizmu i zbliżającej się niemieckiej agresji, czyni widza świadkiem zbrodni okupantów i rozbioru Polski między Hitlera i Stalina, ale także bohaterskiego, polskiego oporu we wrześniu 1939 r. i narodzin Polskiego Państwa Podziemnego. Całość stanowi swego rodzaju współczesny odpowiednik Pa-



Gdański zbiornik gazu z 1904 roku.



Wizualizacja gmachu Muzeum II Wojny Światowej na ekranie panoramicznym o powierzchni 400 m²

noramy Raclawickiej, upamiętniający i ukazujący za pomocą nowoczesnych środków wyrazu jedną z najbardziej dramatycznych kart polskiej historii.

– Grupa ludzi bez wspólnej przeszłości to zwykle zbiegowisko. Jeżeli mają natomiast świadomość przeszłości, to wiedzą kim są, skąd się wywodzą i dokąd zmierzają. To jest interesujące zwłaszcza dla dzieci i młodzieży, bo świat kiedyś był inny. A młodym często się wydaje, że świat jest zawsze taki sam – powiedział pomysłodawca projektu, Andrzej Wajda. Mistrz przyznał, że jego zamierzeniem twórczym przy realizacji tego wyjątkowego przedsięwzięcia było przekazanie historycznych i emocjonalnych treści w takiej formie, która będzie interesująca szczególnie dla młodszych pokoleń.

Spektakl opowiadający o najbardziej dramatycznych momentach z historii drugiej wojny światowej był wyświetlany na prawdopodobnie największym ekranie panoramicznym w Polsce – długim na 80 m i szerokim na 5 m. Film zmontowano w taki sposób, aby bez powielania scen wypełnić obrazem całą przestrzeń ekranu, dzięki czemu widz miał złudzenie, że znajduje się w centrum wojennych wydarzeń. W 24-minutowym spektaklu zastosowano rozmaite, formalne środki wyrazu: wykorzystano unikatowe filmy archiwalne i zdjęcia ze zbiorów Muzeum II Wojny Światowej, technikę *video-mappingu* oraz animację 2D i 3D, a także fragmenty filmów Andrzeja Wajdy „Lotna” oraz „Katyń”. Multimedialne efekty oraz nagłośnienie, a także specjalnie zaaranżowana na tę okazję zabytkowa przestrzeń zbiornika gazowego umożliwiły odtworzenie atmosfery

ostatnich tygodni przed wybuchem wojny oraz pierwszych tygodni zbrojnego konfliktu i okupacji. Uczestniczący w tym wyjątkowym widowisku widzowie mieli okazję zmierzyć się z emocjami towarzyszącymi ówczesnym ludziom w obliczu nadciągającego kataklizmu.

– Obchody 75. rocznicy wybuchu drugiej wojny światowej to doniosłe wydarzenie i jesteśmy zaszczytzeni, że mogliśmy je współtworzyć – powiedział Sylwester Bogacki, prezes zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. – Dlatego, gdy pojawił się pomysł zorganizowania spektaklu w zabytkowym zbiorniku gazu, znajdującym się nieopodal przyszłej siedziby Muzeum II Wojny Światowej, nie wahaliśmy się ani chwili, aby go udostępnić. Nasz obiekt, ze względu na swój wyjątkowy kształt, to miejsce wręcz idealne do roli sali projekcyjnej – szczególnie gdy mówimy o projekcjach na prawdopodobnie największym w Polsce wielkoformatowym ekranie kinowym.

W pokazach zamkniętych udział wzięli m.in.: Bronisław Komorowski, prezydent Polski, wraz z małżonką, Joachim Gauck, prezydent Niemiec, reżyser Andrzej Wajda, pomysłodawca spektaklu, Małgorzata Omilanowska, minister kultury i dziedzictwa narodowego, Paweł Adamowicz, prezydent Gdańska, oraz Paweł Machcewicz, dyrektor Muzeum II Wojny Światowej.

Polska Spółka Gazownictwa pełniła rolę partnera tego niezwykłego wydarzenia, zorganizowanego przez Muzeum II Wojny Światowej w Gdańsku oraz Miasto Gdańsk.

Autor zdjęć: Marcin Przychodzeń



Wnętrze zbiornika tuż przed uroczystą premierą spektaklu.

Ogólnopolska sieć sprzedaży, doświadczenie i kompetencje budują przewagę konkurencyjną

Małgorzata Ciemnołowska

Liberalizacja rynku gazu, realizacja obliwa giełdowego, egzekwowana przez URE, Towarowa Giełda Energii, a co za tym idzie – pojawienie się konkurencji mogącej zagrozić pozycji PGNiG – to przyczyny wielu przekształceń, które od dłuższego czasu obserwujemy zarówno w PGNiG SA, jak i w całej Grupie Kapitałowej. W momencie tej wielkiej zmiany, związanej z uwolnieniem rynku gazu, kluczem do sukcesu będzie również profesjonalna sprzedaż i obsługa klientów na miarę XXI wieku. Stąd liczne transformacje w tym obszarze spółki. Największą z nich jest powołanie do życia Spółki Obrotu Detalicznego, która od 1 sierpnia obsługuje ok. 6,7 mln klientów w całej Polsce. Zatrudnienie w SOD znalazło około 2700 pracowników.

Spółka powstała w październiku 2013 roku, ale zanim rozpoczęła działalność operacyjną musiała spełnić wiele warunków natury prawnej. Poza uzyskaniem zgody korporacyjnej i osobowości prawnej należało wydzielić z dotychczasowej struktury PGNiG SA zarówno Departament Handlu Detalicznego, jak i sześć oddziałów handlowych, zajmujących się szeroko rozumianą obsługą klienta.

Należało również podpisać stosowne umowy – transportowe z operatorami systemu dystrybucyjnego, czyli – Polską Spółką Gazownictwa, i przesyłowego – OGP GAZ-SYSTEM, a także z Towarową Giełdą Energii i Izbą Rozliczeniową oraz Domem Maklerskim, tak aby można było dokonywać zakupu paliwa gazowego na giełdzie. Pozyskano również koncesję na obrót energią elektryczną i paliwem gazowym, wydaną przez URE. Nie można nie wspomnieć, że nad całkowitą koncepcją i realizacją tego procesu pracowało aż 15 zespołów zadaniowych, które wypracowały między innymi wdrożenie dedykowanej instancji systemu SAP i dostosowanie systemów rozliczeniowych i księgowych do funkcjonowania nowej spółki.

Powołana do życia Spółka Obrotu Detalicznego nie ma charakteru przedsiębiorstwa wielozakładowego. Oddziały handlowe zastąpiły regiony, w terenie realizujące obsługę klientów indywidualnych i biznesowych, do której spółka przywiązuje ogromną wagę. Handel, szczególnie na rynkach energii, charakteryzuje się dużą dynamiką, w związku z tym zarówno procedury, jak i sposób obsługi muszą być elastycznie dostosowywane do oczekiwań klientów indywidualnych i biznesowych. W tym ostatnim segmencie planowane jest wzmocnienie sił sprzedażowych.

Nowelizacja prawa energetycznego i tzw. sukcesja generalna, czyli możliwość wejścia w miejsce jednego

sprzedawcy – innego, znacznie ułatwiły proces związany zarówno z wyodrębnieniem spółki, jak i przeniesieniem klientów z PGNiG SA do PGNiG OD. Alternatywny plan, w przeciwieństwie do sukcesji, wiązałby się z dużym wysiłkiem finansowym, organizacyjnym i uciążliwością, które obciążąłyby klientów spółki.

Reasumując, sukcesja generalna dała możliwość przejęcia klientów na mocy przepisów prawa, dlatego nie wystąpiła konieczność aneksowania czy wymiany umów, a jedynie poinformowania klientów o tym fakcie. Co w tym wszystkim dla klienta jest najważniejsze? Fakt, że – z jego punktu widzenia – nie zmienia się nic: ani siedziby i adresy biur obsługi klientów, ani numery klientów, ani numery rachunków bankowych.

Obligo giełdowe i wytyczne ze strony regulatorów są elementem liberalizacji rynku. W praktyce oznacza to zwiększenie konkurencji na rynku gazu. Z punktu widzenia Spółki Obrotu Detalicznego będzie to bezpośrednia konkurencja, z którą spółka będzie musiała walczyć o klienta. Wydaje się jednak, że dzisiaj przewagę ma PGNiG. Jest to jedyna firma posiadająca ogólnopolską sieć sprzedaży, a także duże doświadczenie i kompetentnych pracowników i właśnie na tych filarach będzie opierała swoją przewagę konkurencyjną. Planowana racjonalizacja sieci sprzedaży, rozsądne zarządzanie kosztami i utrzymywanie wolumenu sprzedaży – to kolejne aktywności mogące przynieść wzmocnienie pozycji rynkowej PGNiG Obrót Detaliczny.

Moment uruchomienia spółki zbiegł się z inną, bardzo istotną zmianą dla klientów, ponieważ zmienia się sposób rozliczania z jednostek objętości na jednostki energii. Obowiązek prowadzenia rozliczeń w jednostkach energii wynika z rozporządzenia ministra gospodarki z 28 czerwca 2013 roku w sprawie szczegó-

łowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi. Dzięki wprowadzeniu nowych rozliczeń Polska przestaje być jedynym w regionie państwem europejskim, które nie stosowało jednostek energii do obliczania zużycia gazu ziemnego.

Ceny nie ulegną zmianie, ponieważ cena za m³ gazu została przeliczona na cenę kWh. Jednostki objętości zużytego paliwa gazowego zostaną przeliczone – poprzez zastosowanie współczynnika konwersji, który zależy od wartości ciepła spalania gazu wprowadzonego do sieci – na jednostki energii. Klienci będą odtąd płacić za zużycie energii. Rozliczenie w kilowatogodzinach oznacza, że klienci będą płacili na podstawie zużycia gazu w kilowatogodzinach – zamiast w metrach sześciennych. Na nowych rachunkach będą znajdowały się dodatkowe wartości: ilość zużytego gazu ziemnego, wyrażona w jednostkach energii (kWh), oraz wartość współczynnika konwersji.

Po wdrożeniu rozliczenia w kilowatogodzinach (kWh) wszyscy odbiorcy będą płacili za faktyczną energię zawartą w gazie. Oznacza to, że cena, jaką będziemy płacić za gaz,

zależć będzie przede wszystkim od jego jakości, czyli tzw. kaloryczności. Ponadto, nowy system rozliczeń pozwoli klientom monitorować, ile faktycznie zużyli energii. Sposób naliczenia będzie więc bardziej korzystny dla klientów, bo nie będą płacić za objętość dostarczonego gazu, ale za energię z niego uzyskaną. Klient zapłaci za realne zużycie gazu. Z uwagi na różnice w wartościach spalania w poszczególnych punktach sieci gazowej oraz zaokrągleniach powstałych w wyniku przeliczeń jednostek, szacuje się, że ewentualne zmiany w płatnościach za identyczne zużycie w m³ nie powinny przekroczyć plus minus 1 proc. Każdy zainteresowany może zapoznać się z mechanizmem przeliczeń, związanym z wdrażaniem nowych jednostek na stronie internetowej www.nowamiara.pgnig.pl. Ceny gazu nie zawierają też kosztów wspomnianych zmian, czyli nie zostaną „przerzucone” na klientów.

Wprowadzenie nowej jednostki rozliczeniowej nie wiąże się z żadnymi dodatkowymi kosztami, zmianami liczników, umów, numerów kont bankowych czy numerów klientów. Nie trzeba podpisywać dokumentów ani kalibrować urządzeń pomiarowych.

Wysokie wydobywanie ropy naftowej poprawia wyniki finansowe GK PGNiG

W pierwszym półroczu 2014 roku GK PGNiG osiągnęła ponad 1,5 mld zł zysku netto, czyli o 6% więcej niż w analogicznym okresie ub.r., na co wpływ miały wysokie wydobywanie ropy naftowej i łagodna zima. Wpływ na wynik miał również odpis aktualizacyjny, związany z wyceną aktywów poszukiwawczych.

GK PGNiG zanotowała 2-procentowy spadek przychodów ze sprzedaży, do prawie 16,4 mld zł w pierwszym półroczu 2014 roku, wobec 16,7 mld zł w pierwszym półroczu 2013 roku. Spadek przychodów jest efektem łagodnej zimy, która przyczyniła się do zmniejszenia sprzedaży gazu. Na poziomie działalności operacyjnej grupa odnotowała wzrost wyniku EBITDA o 4%, do ok. 3,5 mld zł, wobec 3,3 mld zł w analogicznym okresie ubiegłego roku. Na wynik EBITDA wpływ miał odpis aktualizacyjny w wysokości ok. 500 mln zł.

EBITDA, skorygowana o saldo odpisów aktualizujących, wzrosła w pierwszym półroczu o 21%, do prawie 4 mld zł. Największy, bo 55-procentowy udział w wyniku grupy miał segment Poszukiwanie i Wydobywanie. Udział segmentu Dystrybucja wyniósł 32%, a pozostałych segmentów Obrót i Magazynowanie oraz Wytwarzanie odpowiednio 5% i 8%.

Segment Poszukiwanie i Wydobywanie – wzrost zysku

Przychody segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie w pierwszym półroczu 2014 r. wyniosły 3,4 mld zł, czyli o 24% więcej w porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku, natomiast zysk EBITDA osiągnął 1,9 mld zł w pierwszym półroczu 2014 roku, co oznacza wzrost o 5% w porównaniu z analogicznym okresem 2013 roku.

Na dobre wyniki segmentu wpływ miał ponad 46-procentowy wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej oraz większy o prawie 60% wolumen sprzedaży gazu ze złóż w Norwegii do PGNiG Sales & Trading.

Wyniki Grupy PGNiG w I półroczu 2014 roku (mln zł)

	I półrocze 2013	I półrocze 2014	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	16 740	16 383	- 2%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(13 404)	(12 916)	- 4%
EBITDA	3 336	3 467	4%
EBITDA skorygowana o saldo odpisów aktualizujących	3 278	3 968	21%
EBIT	2 174	2 169	0%
Wynik netto	1 428	1 520	6%

(mc)

Gazyfikacja nadmorskich gmin

Joanna Kościńska, Magdalena Bartnik, PSG Oddział w Poznaniu

Już wkrótce mieszkańcy trzech nadmorskich gmin dołączą do grona odbiorców gazu ziemnego. A to wszystko za sprawą gazociągu, który został wybudowany dzięki pozyskanym przez spółkę środkom unijnym.

Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Oddział w Poznaniu realizuje cztery projekty współfinansowane z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego. Jednym z nich jest projekt pn. „Budowa sieci gazowej średniego ciśnienia w pasie nadmorskim na terenie gmin Darłowo, Mielno, Dziwnów” w ramach Priorytetu nr X Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii, budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2007–2013. Całkowita wartość projektu wynosi 8 449 952,97 PLN, a wartość dofinansowania ze środków UE – 2 388 730,46 PLN.

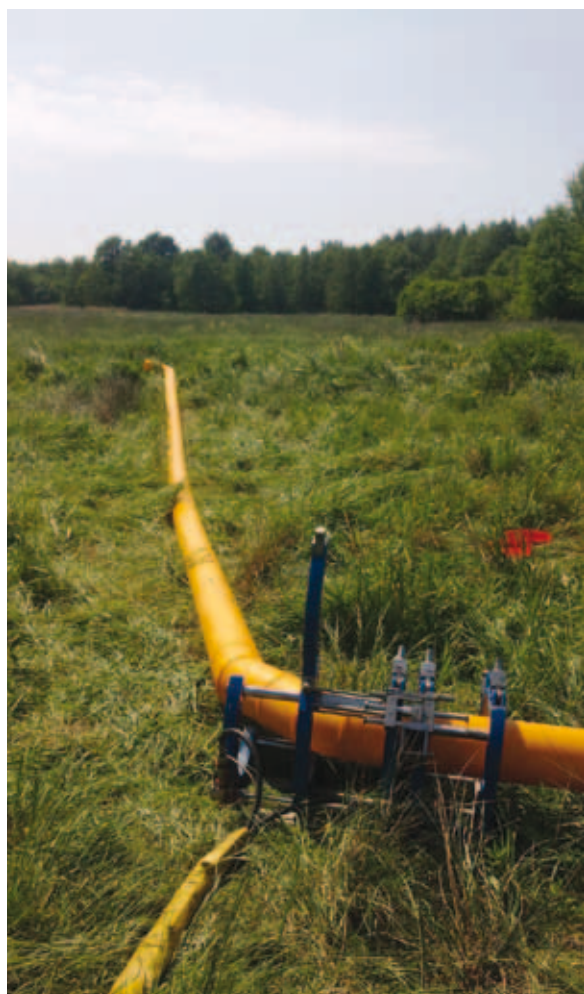
W ramach projektu wybudowano łącznie ponad 40 km gazociągów dystrybucyjnych. Całość projektu podzielono na 4 zadania, z czego 3 dotyczą gazyfika-



cji poszczególnych gmin, a zadanie czwarte związane jest z wykazaniem wskaźnika rezultatu, czyli osiągnięcia deklarowanej liczby przyłączy planowanych i przedstawionych w ramach wniosku o dofinansowanie. Jest to wskaźnik, który beneficjentom środków unijnych stwarza najwięcej problemów, bowiem liczba deklarowanych przyłączy gazu oparta jest wyłącznie na ankietyzacji mieszkańców gazyfikowanych terenów.

Pierwsze zadanie, którego zakres rzeczowy obejmował budowę gazociągu średniego ciśnienia o średnicy de 125/63/32 i długości 9,75 km na trasie Dziwnów–Międzywodzie, zakończono w lipcu 2013 r. Kolejne zadanie, zakończone w grudniu 2013, obejmowało budowę gazociągu średniego ciśnienia o średnicy de 160/125/90/63 i długości 11,89 km na trasie Unieście–Łazy.

Ostatnie zadanie, zrealizowane w marcu 2014 r., to gazociąg dystrybucyjny średniego ciśnienia o średnicy



de 180/125/90/63 i długości 18,50 km, łączący miejscowości na trasie Darłowo–Porzecze–Dąbki–Bobolin.

Aktualny stan realizacji projektu to 34 przyłącza (ze 141 deklarowanych przez PSG we wniosku o dofinansowanie) oraz ok. 60 podpisanych umów przyłączeniowych z odbiorcami paliwa gazowego. Realizacja projektu oraz związane z nim inwestycje mają na celu zapewnienie dostaw paliwa gazowego do odbiorców w pasie nadmorskim, co umożliwi mieszkańcom podniesienie komfortu życia, poprawi stan środowiska naturalnego oraz przyczyni się do wzrostu atrakcyjności inwestycyjnej regionu. Obecnie koszaliński zakład, zajmujący się realizacją projektu, prowadzi działania o charakterze informacyjno-promocyjnym, mające na celu przekazanie mieszkańcom zgazyfikowanych gmin niezbędnych informacji na temat samego projektu, pomocy w zakresie procesu przyłączania do sieci oraz praktycznych zalet gazu ziemnego.

Z informacji pozyskanych od mieszkańców gmin zgazyfikowanych w pasie nadmorskim dowiadujemy się, jak ważna jest dla nich możliwość przejścia z tradycyjnych metod ogrzewania (kotłownie na miął, ekogroszek) na ekologiczne i wygodne w użyciu źródło energii, jakim jest gaz ziemny. Szczególnie właściciele obiektów sezonowych (hotele, ośrodków wypoczynkowych) są zadowoleni, bo dla nich oznacza to niższe koszty utrzymania, poprawę konkurencyjności ich obiektów oraz komfort obsługi urządzeń gazowych w stosunku do tradycyjnych.

Na zdjęciach: budowa gazociągu średniego ciśnienia relacji Darłowo–Bobolin.

Metody badania jakości paliwa gazowego

Iwona Gubisz, Mariusz Tomczak, PSG Oddział w Zabrzu

W celu jak najdokładniejszego rozliczenia odbiorców paliwa gazowego, dokonanego w jednostkach energetycznych, wyznacza się obszary rozliczeniowe ciepła spalania (ORCS). Dla poszczególnych obszarów, na podstawie przeprowadzanych analiz chromatograficznych, określa się parametry jakościowe gazu oraz jego wartości kaloryczne. ORCS musi być tak zmapowany, aby ustalona dla niego średnia wartość ciepła spalania nie różniła się o więcej niż $\pm 3\%$ od wartości ciepła spalania paliwa gazowego, określonego w którymkolwiek punkcie tego obszaru.

Ciepłem spalania paliwa gazowego nazwano taką ilość energii, która zostałaby wydzielona w wyniku całkowitego spalania określonej ilości gazu w ustalonych warunkach. Gdy reakcja zachodzi pod stałym ciśnieniem, wszystkie produkty spalania są w stanie gazowym, woda utworzona w procesie spalania ulega kondensacji i wszystkie produkty spalania zostają doprowadzone do tej samej temperatury, jaką miały substraty (mówimy o ciepłe spalania pod stałym ciśnieniem).

Termodynamika i termochemia odnoszą wartości ciepła spalania związków chemicznych do liczby postępu reakcji λ . Powołując się na przytoczoną definicję, przy założeniu, że w czasie reakcji nie jest wykonywana żadna inna praca poza pracą zmiany objętości, ciepło reakcji spalania jest równe funkcji termodynamicznej – entalpii spalania, zgodnie z poniższym wzorem:

$$Q_p = \Delta h = \left(\frac{\partial h}{\partial \lambda} \right)_{T,p}$$

gdzie:

Q_p – ciepło spalania pod stałym ciśnieniem

Δh – zmiana entalpii układu

$\left(\frac{\partial h}{\partial \lambda} \right)$ – pochodna cząstkowa entalpii układu względem liczby postępu reakcji spalania.

Zakres wartości ciepła spalania dla gazu wysokometanowego grupy E, dystrybuowanego sieciami Polskiej Spółki Gazownictwa, jest ściśle określony poprzez zapisy „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej” i zawiera się w przedziale od 38,0 do 41,6 MJ/m³.

Urządzeniami określającymi wartość ciepła spalania dystrybuowanego paliwa gazowego, a dzięki swojej dokładności rekomendowanymi, są chromatografy gazowe, zarówno laboratoryjne, jak i procesowe, zainstalowane bezpośrednio na stałe na sieci gazowej. Chromatograf gazowy składa się z układu dozowania próbki, termostatowanego pieca, jednej lub kilku kolumn chromatograficznych, detektora oraz rejestratora.

Metoda chromatografii gazowej (GC) bazuje na zjawisku występowania oddziaływań międzycząsteczkowych pomiędzy związkami chemicznymi analizowanej mieszaniny gazowej oraz wypełnieniem kolumn chromatograficznych. Próbkę paliwa gazowego, przechodząc przez pętlę nastrzykową, porywana jest przez gaz nośny – zwykle hel lub wodór – i podawana na kolumnę, gdzie następuje rozdział mieszaniny na poszczególne związki chemiczne. Na wyjściu znajduje się detektor, za pomocą którego wykrywane i mierzone jest stężenie składników w gazie nośnym, a czas przejścia danego związku przez kolumnę jest nazywany czasem retencji. Czas retencji w danych warunkach jest wartością specyficzną dla każdego składnika mieszaniny i pozwala na jego zidentyfikowanie. Technika GC umożliwia ustalenie procentowego składu mieszanin związków chemicznych, w których występuje ich nawet kilkaset.

O ile za pomocą chromatografu laboratoryjnego możliwe jest określenie jakości próby gazu pobranego w dowolnym punkcie sieci, w celu określenia parametrów jakościowych paliwa gazowego za pomocą chromatografu procesowego i uznanie wyników za reprezentatywne dla danego obszaru, należy skrupulatnie dobrać miejsce zainstalowania tego urządzenia. Ze względu na spore koszty związane z zakupem i eksploatacją chromatografów procesowych, z reguły miejsce ich zabudowania jest tak dobierane, aby główne kierunki, z których dostarczane jest paliwo gazowe, były opomiarowane.

W celu jak najdokładniejszego rozliczenia odbiorców paliwa gazowego, dokonanego w jednostkach energetycznych, wyznacza się obszary rozliczeniowe ciepła spalania (ORCS). Dla poszczególnych obszarów, na podstawie przeprowadzanych analiz chromatograficznych, określa się parametry jakościowe gazu oraz jego wartości kaloryczne. ORCS musi być tak zmapowany, aby ustalona dla niego średnia wartość ciepła spalania nie różniła się o więcej niż $\pm 3\%$ od wartości ciepła spalania

paliwa gazowego, określonego w którymkolwiek punkcie tego obszaru.

Zgodnie z powyższymi wytycznymi, między innymi na terenie działalności PSG Oddział w Zabrze wyznaczone zostały obszary rozliczeniowe ciepła spalania. Część z nich jest homogeniczna pod względem kierunku zasilania, czyli do całego obszaru przypisany jest gaz o jednakowym cieple spalania, mierzonym w reprezentatywnym punkcie wejścia do systemu dystrybucyjnego. Przy wyznaczaniu średnio ważonych wartości parametrów jakościowych gazu dla tych ORCS-ów, waga, czyli poszczególne przepływy, nie zmieniają wartości tychże parametrów. Dla pozostałych ORCS-ów, na obszarze których rozmieszczone są punkty wejścia oraz stacje miejskie z przypisanymi różnymi kierunkami zasilania, miesięczne wartości parametrów jakościowych są przeliczane jako średnia ważona każdego parametru, gdzie wagą są wolumeny dla odpowiednich kierunków zasilania z poszczególnych punktów pomiarowych wchodzących w skład obszaru.

Wartości parametrów jakościowych pozyskiwane są od Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., który wyznaczył własne obszary, zbieżne z kierunkami zasilania Oddziału w Zabrze. Wszystkie wyznaczone przez OGP GAZ-SYSTEM obszary są zbiorem punktów wyjścia z sieci przesyłowej o jednakowym składzie gazu i cieple spalania.

Wartość ciepła spalania paliwa gazowego podawana jest w jednostkach, w których prezentuje ją chromatograf, czyli w MJ/m³ z dokładnością do trzech miejsc po przecinku (pięć cyfr znaczących). Na potrzeby rozliczania odbiorców w jednostkach energetycznych wyznacza się tak zwany współczynnik konwersji w kWh/m³, czyli stosunek średniomiesięcznej wartości ciepła spalania w MJ/m³ i współczynnika 3,6. Przemnożenie tak otrzymanej wielkości przez ilość paliwa gazowego w m³, które przepłynęło przez układ pomiarowy, pozwoli na wskazanie zużycia energii pozyskanej z paliwa gazowego.

Podstawą rozliczania usług dystrybucyjnych danego zleceniodawcy usługi dystrybucji (ZUD) w jednostkach energii jest określenie ilości energii dla odbiorców na podstawie wyznaczonych współczynników konwersji, zgodnie z „Instrukcją ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej”. Każdy odbiorca paliwa gazowego z systemu dystrybucyjnego PSG Oddział w Zabrze został przypisany do konkretnego ORCS. Wyznaczenie ilości paliwa gazowego w jednostkach energii danego odbiorcy typu WR, pobierającego paliwo gazowe w ilości większej niż 110 kWh/h w danym okresie rozliczeniowym, określane jest jako iloczyn objętości paliwa gazowego pobranego przez odbiorcę oraz wartości współczynnika konwersji dla obszaru ORCS, do którego jest przypisany odbiorca, ustalonego dla danego okresu rozliczeniowego. Natomiast wyznaczanie ilości paliwa gazowego w jednostkach energii odbiorcy typu WS, pobierającego paliwo gazowe w ilości nie większej niż 110 kWh/h w danym



Chromatograf laboratoryjny TRACE ULTRA.

okresie rozliczeniowym, odbywa się zgodnie z następującym wzorem:

$$Q_{WS} = Q_{OE} + cs_N \cdot (Q_{Db} - Q_{Dp})$$

gdzie:

Q_{WS} – ilość paliwa gazowego w jednostkach energii, dostarczona odbiorcy typu WS w danym okresie rozliczeniowym [kWh],

Q_{OE} – ilość paliwa gazowego w jednostkach energii w okresie od poprzedniego odczytu do bieżącego odczytu, określana jako iloczyn różnicy wskazań układu pomiarowego pomiędzy bieżącym a poprzednim odczytem oraz wartości współczynnika konwersji dla obszaru ORCS, do którego jest przypisany odbiorca, ustalonego dla okresu pomiędzy odczytami [kWh],

Q_{Db} – szacowana objętość paliwa gazowego dla odbiorcy, określona na ostatni dzień okresu rozliczeniowego [m³],

Q_{Dp} – szacowana objętość paliwa gazowego dla odbiorcy, określona w poprzednim okresie rozliczeniowym [m³],

cs_N – nominalna wartość ciepła spalania dla gazu wysokometanowego grupy E [kWh/m³].

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

Badamy bezpieczeństwo gazociągów

Leszek Pytel, Dominik Radecki, Andrzej Rudnicki

GAZ-SYSTEM S.A. – w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju – prowadzi wiele inwestycji zmierzających do rozbudowy istniejącej sieci gazociągowej. Nie mniej ważne jest jednak zapewnienie bezpieczeństwa ponad 10 tysięcy km funkcjonujących gazociągów. Sieć przesyłowa na obszarze eksploatacji oddziału w Poznaniu – która posłuży za próbkę reprezentatywną – składa się w 3/4 z gazociągów wybudowanych w latach 70. i 80. XX w.

W tamtych latach najbardziej popularną stałą, stosowaną do budowy gazociągów, była stal normalizowana o granicy plastyczności do 360 MPa (np. 18G2A). Rury były łączone za pomocą jednostronnego ręcznego spawania elektrodą otuloną z reguły w otulinie rutyłowej lub rutyłowo-zasadowej (np. ER 346 i EA 146). Kontrola wykonania złączy spawanych polegała na wykonywaniu badań nieniszczących:

- 100% badania wizualne od strony lica,
- 10–15% badania RT,
- 100% złączy poddanych próbie ciśnieniowej.

W 1974 roku zaczęły obowiązywać: „Warunki techniczne wykonania i kontroli robót spawalniczych na gazociągach i urządzeniach gazowniczych”, zatwierdzone przez Zjednoczenie Przemysłu Gazowniczego, które stały się podstawą oceny jakości wykonania rurociągów. Na podstawie obecnie prowadzonych badań nieniszczących i niszczących złączy spawanych z okresu budowy gazociągów z lat 70. i 80. ub.w. stwierdzono występowanie niezgodności nieakceptowanych z punktu widzenia obecnie obowiązujących norm, takich jak pęcherze, braki przetopu, podtopienia grani czy żuźle. Kluczowe stało się więc określenie rzeczywistej wytrzymałości gazociągów oraz ewentualny wpływ niezgodności w złączach spawanych na ich bezpieczeństwo. GAZ-SYSTEM S.A. w ramach badań mających na celu ustalenie przyczyn awarii gazociągu w Jankowie Przygodzkim oraz zapewnienia bezpieczeństwa przesyłu gazu realizuje obecnie projekt badawczy związany z bezpieczeństwem rurociągów gazowych. Badania wykonywane są na razie na reprezentatywnej próbce gazociągów eksploatowanych przez Oddział w Poznaniu, w planach jest jednak rozszerzenie zakresu badań. W ramach projektu do tej pory wykonano:

- badania nieniszczące spoin: VT, RT, VTA (TOFD) w odniesieniu do kryteriów z okresu budowy gazociągów, oraz aktualnych – NDETEST Sp. z o.o.;

- inspekcję tłokiem inteligentnym MFL – ROSEN Europe B.V., Holandia;
- analizy wytrzymałościowe wraz z obliczeniami MES – Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie;
- badanie złączy za pomocą metody MPM (magnetyczna pamięć metalu) – Energodiagnostyka Sp. z o.o.;
- badania metalograficzne i ciśnieniowe próby zniszczeniowe – CEPS a.s., Czechy.

Jednym z kluczowych etapów tego projektu było wykonanie prób zniszczeniowych odcinków rur pochodzących z remontu gazociągu w miejscowości Budzień oraz awarii w Jankowie Przygodzkim. Oddział w Poznaniu nawiązał w tym zakresie współpracę z renomowaną czeską firmą CEPS a.s. Celem badań było określenie faktycznej wytrzymałości rurociągu i złączy spawanych w różnych stanach obciążenia.

Zakres badań i testów był bardzo szeroki i zawierał m.in. badania materiałowe, a także same próby zniszczeniowe za pomocą ciśnienia wewnętrznego, a także z wykorzystaniem dodatkowej siły wzdłużnej. Oprócz tego dwie próbki z Budzienia były badane pod kątem długotrwałych cyklicznych obciążeń zmęczeniowych, spowodowanych zmianą ciśnienia (ok. 11 000 cykli), które symulują bardzo trudne warunki eksploatacji gazociągu przez około 30 lat. Medium wypełniającym badane odcinki była woda, a próbki były wyposażone w układ czujników tensometrycznych i akustycznych, w celu zarejestrowania danych.

Wyniki badań próbek z Budzienia wskazały, że odcinki ulegają zniszczeniu przy ciśnieniach ok. 2,5–3-krotnie większych niż maksymalne ciśnienie robocze w gazociągu (54 bar), a dokładniej – przy ciśnieniach 142,1, 157,1 i 163 bar. Co ważne, miejscem inicjacji pęknięcia w żadnym przypadku nie było obwodowe złącze spawane. Cztery próby, w których oprócz ciśnienia wewnętrznego została wykorzystana dodatkowa siła rozciągająca, były limitowane osiągnięciem granicy plastyczności, która jest wartością niedopuszczalną w eks-

platacji gazociągu. Ponadto, nie chcieliśmy uszkodzić specjalnie wykonanej stalowej ramy do rur DN500, by móc ją wykorzystać podczas kluczowych badań odcinków rur z awarii w Jankowie Przygodzkim. W próbkach obciążanych cyklicznie nie doszło do naruszenia integralności gazociągu, co pokazuje, że nawet gazociąg zawierający niezgodności w spoinach, wybudowany 32 lata temu, może pracować bezpiecznie.

Badania odcinków z Jankowa Przygodzkiego wykonano 17 czerwca 2014 r., przy udziale przedstawicieli ośrodków naukowych i urzędów, takich jak Lubuski Wojewódzki Inspektorat Nadzoru Budowlanego, Urząd Dozoru Technicznego, Polska Akademia Nauk, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Instytut Spawalnictwa w Gliwicach i Politechnika Poznańska. Dla dwóch próbek odcinków gazociągu Odolanów-Adamów DN500 z awarii w Jankowie Przygodzkim wykonano badania twardości materiału podstawowego, strefy wpływu ciepła i spoiny, a następnie przeprowadzono próby:

- a) 5-metrowego odcinka ze spoiną obwodową na środku, który był obciążany ciśnieniem wewnętrznym (próbka TV11),
- b) 4-metrowego odcinka ze spoiną obwodową na środku, który był obciążany zarówno ciśnieniem wewnętrznym, jak i wzdłużną siłą rozciągającą (próbka TV12).

Próbka TV11 została obciążona ciśnieniem wewnętrznym aż do granicy wytrzymałości. Do naruszenia integralności materiału rodzimego doszło na poziomie tuż poniżej średniej teoretycznej granicy wytrzymałości materiału stalowego, osiągnięto jednak szczyt krzywej obciążenia, i dopiero za nim doszło do zniszczenia przy ciśnieniu 157,9 bar, czyli 3-krotnie większym niż maksymalne ciśnienie robocze w gazociągu DN500. Oznacza to, że żadna z wad obwodowych spoin montażowych nie spowodowała widocznego obniżenia granicy wytrzymałości materiału.

Próbka TV12 została obciążona ciśnieniem wewnętrznym aż do granicy wytrzymałości w kierunku obwodowym, a jednocześnie powyżej granicy plastyczności w kierunku wzdłużnym. Do naruszenia integralności doszło w obwodowej spoinie w postaci kilku pęknięć poprzecznych tuż poniżej średniej teoretycznej granicy wytrzymałości materiału stalowego, osiągnięto jednak szczyt krzywej obciążenia za którym dopiero doszło do otwarcia pęknięć przy ciśnieniu 164,2 bar. Oznacza to, że żadna z wad w spoinie obwodowej nie spowodowała widocznego obniżenia granicy wytrzymałości materiału. Potwierdza to też wytrzymałość gazociągu znacznie powyżej granicy plastyczności.

Wnioski

1. Przebadane złącza charakteryzują się znaczną liczbą wad i nie spełniają zarówno kryteriów akceptacji z etapu budowy gazociągu, jak i norm obecnie obowiązujących (PN-EN ISO 5817).

2. Badania tłokiem inteligentnym MFL nie wykazały anomalii z obliczonym wg kodu ANSI/ASME B31G szacunkowym współczynnikiem naprawczym $ERF > 1$, wobec czego w wyniku inspekcji nie byłyby zalecone działania naprawcze.
3. Badania metodą MPM nie wykazały stref koncentracji naprężeń w spoinach jako miejsc krytycznych dla integralności gazociągu, a same wskazania są typowe



Badania w firmie CEPS a.s.: próbka TV11 – rozerwanie rury za pomocą ciśnienia wewnętrznego.

- dla eksploatowanych gazociągów. Żadne z przebadanych złączy nie byłyby zakwalifikowane do wycięcia.
4. Analizy wytrzymałościowe wskazują, że wzrost naprężeń w spoinach, spowodowany obecnością wad w stosunku do spoin bez wad, nie przekracza 40% i osiąga maksymalnie poziom 62% granicy plastyczności.
 5. **Próby zniszczeniowe wykazały nośność statyczną przebadanych spoin i ich wytrzymałość znacznie ponad granicę plastyczności. Żadna z wad w spoinach obwodowych nie doprowadziła do obniżenia granicy wytrzymałości materiału.**
 6. Dotychczas przeprowadzone badania i analizy potwierdzają tezę, że złącza spawane gazociągów wybudowanych w latach 70. i 80. ub.w. są bezpieczne.
 7. Projekt badawczy będzie kontynuowany przy użyciu większej liczby próbek, trwają też poszukiwania kolejnych metod i technologii użytecznych do prac prowadzonych przez GAZ-SYSTEM S.A.



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

Innowacyjne narzędzia do rozpierania kołnierzy rurociągów

Michael Machnik

Powstała przed 20 laty firma Equalizer International zdobyła światową renomę, oferując gamę innowacyjnych narzędzi do osiowania, rozpierania i zamykania kołnierzy rurociągów.



Narzędzia te mają wiele rozmaitych zastosowań, zarówno na etapie wstępnego rozruchu, prób czy montażu, jak i podczas prac związanych z utrzymaniem ruchu. Aktywna strategia w zakresie badań i rozwoju pozwala firmie odpowiadać na zgłaszane przez klientów potrzeby i znajdować rozwiązania typowych dla branży problemów. To właśnie jedna z takich sytuacji doprowadziła do opracowania gamy narzędzi pod nazwą Secure-Grip™, która była owocem rozmów z przedstawicielami norweskiej firmy

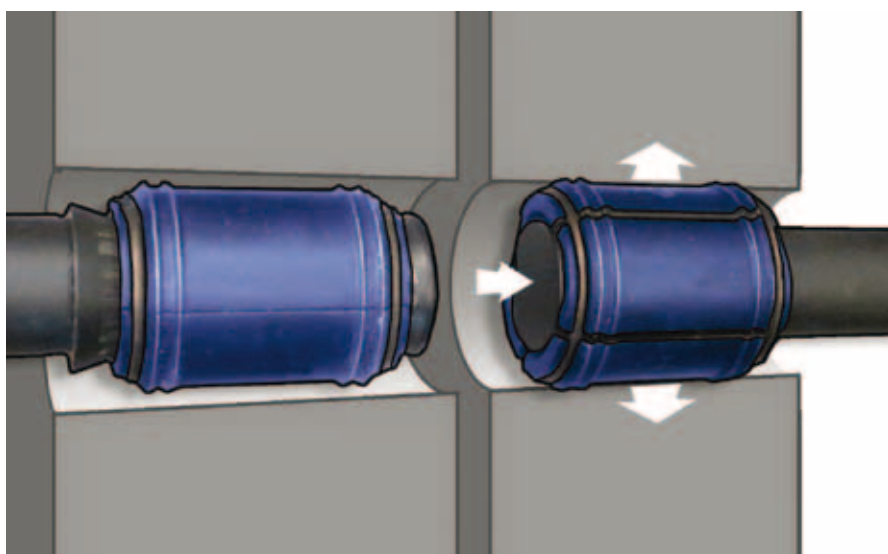
Statoil podczas jednej z wystaw międzynarodowych.

Statoil podjął decyzję o zastosowaniu się do normy NORSOK L-005 i był w trakcie wprowadzania nowego typu kołnierzy – SPO Compact – we wszystkich swoich instalacjach rurociągowych, zarówno lądowych, jak i podmorskich. Firma była zainteresowana zakupem narzędzia do rozpierania kołnierzy, które mogłoby być używane przy tego rodzaju kołnierzach. Cechą odróżniającą kołnierze typu SPO Compact od innych kołnierzy wykonanych według innych

standardów, takich jak ANSI, DIN, ASME, API i BS, jest brak szczeliny dostępowej między powierzchniami przyłgowymi. W efekcie natychmiast potrzebne stało się stworzenie na miarę narzędzie do rozpierania, umożliwiające otwieranie tego rodzaju kołnierzy, gdyż przy obsłudze tradycyjnych klinów rozpierających konieczna jest szczelina o szerokości co najmniej 6 mm (1/4 cala).

Po przeprowadzeniu wstępnych rozmów z przedstawicielami Statoil, firma Equalizer International uznała to za okazję do zaprojektowania nowego narzędzia, które pozwoli uporać się z problemem dostępu, jaki przedstawiały nowe kołnierze typu SPO. Trudność tego zadania polegała na wyprodukowaniu narzędzia, które byłoby ze swej istoty bezpieczne, proste w zastosowaniu, a jednocześnie tanie.

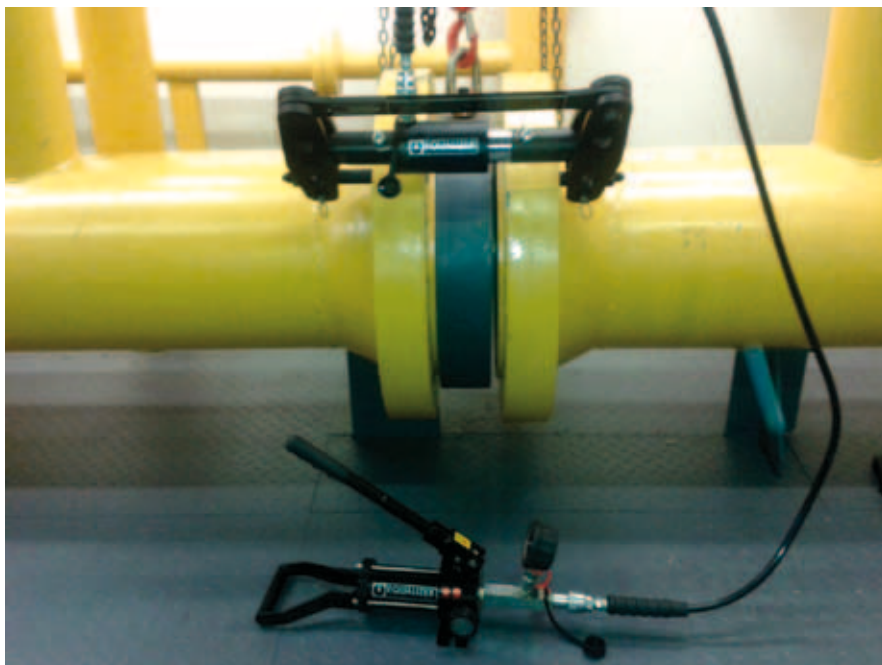
Rezultatem prac było stworzenie przemysłowego narzędzia wykorzystującego unikalną, opatentowaną technologię rozszerzalnych tulei w celu wytworzenia dającej się zmierzyć, kontrolowanej siły, które służy do rozdzielania kołnierzy zarówno posiadających szczelinę dostępową, jak i nieposiadających, i ma uniwersalne zastosowanie dla kołnierzy typu ANSI, DIN, ASME, API, SPO oraz BS. Sama tuleja wykonana jest z rozszerzających się segmentów, których zewnętrzna powierzchnia jest pofałdowana, aby umożliwić zaciśnięcie się w wewnętrz-



Rozszerzanie się tulei wewnątrz otworu na śrubę.

nej średnicy otworu na śrubę i zapewnić bezpieczne kotwienie do zaczepienia narzędzia i rozparcia spoiny kołnierza.

Po wstępnym zamocowaniu urządzenia siła rozpierająca zaczyna działać na uchwyt tulei. Mechaniczne narzędzie jest uruchamiane za pośrednictwem trzonu napędu, zamontowanego na łożysku oporowym w celu zapewnienia, by moment obrotowy został w całości przeniesiony na siłę powodującą otwarcie kołnierza. Siła ta jest przenoszona na segmenty tulei, powodując coraz większe zagłębienie się jej fałd w otwór na śrubę, wzmacniając zacisk aż do momentu, gdy odpowiada on wymaganej sile rozpierającej, kiedy to płaszczyzny kołnierza zaczną się stopniowo rozszerzać. W rezultacie, wraz ze wzrostem przyłożonego obciążenia zacisk w otworach na śruby staje się coraz mocniejszy, co sprawia, że



jest to zapewne najbezpieczniejsze, dostępne na rynku, narzędzie do rozpierania kołnierzy rurociągów.

Firma Vector International, która jest producentem kołnierzy SPO Compact, uznała, że wprowadzona przez nią nowa konstrukcja kołnierza stworzyła potrzebę pozyskania odpowiedniego narzędzia do rozpierania. Do firmy wpływało coraz więcej zapytań dotyczących oferowanego przez nią nowego typu kołnierza, wymuszając znalezienie rozwiązania kwestii związanych z utrzymaniem spoin kołnierzowych. Firma Vector dowiedziała się o pracach prowadzonych przez Equalizer International i uznała, że gama produktów Secure-Grip™ posiadała specyfikację

techniczną umożliwiającą przewyższenie trudności związanych z rozpieraniem nowego typu kołnierzy. Wcześniej jednak, w celu upewnienia się, iż gama produktów Secure-Grip™ spełnia ich wymagania, przedstawiciele firmy Vector wyrazili chęć przeprowadzenia prób, aby stwierdzić przydatność tych narzędzi dla produkowanych przez Vector kołnierzy. Doprowadziło to do przekazania jednego narzędzia z tej gamy w celu przeprowadzenia prób obciążenia zgodnie ze standardowymi procedurami producenta. Zasadniczym celem próby było ustalenie, jakie ewentualne zniszczenia kołnierzy powstają w przypadku przyłożenia nadmiernego obciążenia. Najpierw

trzeba było wybrać narzędzie do testów. Uznano, że najlepiej nadawać się będzie narzędzie SG4TM, obsługiwane mechanicznie narzędzie o sile rozpierania do czterech ton. Na podstawie przeprowadzonych obliczeń ustalono, że narzędzie to powodowało największe naprężenie obwodowe wewnątrz otworu na śrubę podczas rozpierania. Uzgodniono, że jeżeli narzędzie SG4TM zostanie zaakceptowane, wszystkie pozostałe narzędzia z tej gamy będą również akceptowane ze względu na charakteryzujący je niższy poziom naprężeń obwodowych.

SZCZEGÓLWE PARAMETRY PRÓBY

Próba obciążeniowa została przeprowadzona na 4-calowym kołnierzu typu 1500 SPO z wykorzystaniem narzędzia SG4TM. Podczas testów narzędzia były poddawane coraz większym obciążeniom, aż do momentu zniszczenia. Oznaczało to, że obciążenie narzędzia przekroczyło jego bezpieczne obciążenie robocze, wynoszące 3,7 tony o współczynnik większy niż 1,5. Wszystkie narzędzia firmy Equalizer projektowane są ze współczynnikiem bezpieczeństwa równym 1,5. Wyniki wykazały, że nie było zmian w geometrii kołnierzy, a na powierzchni otworu na śrubę, gdzie zaczepione było narzędzie, zaobserwowano jedynie niewielkie, nieistotne zmiany. Ostatecznie stwierdzono, iż na-

Podstawowe parametry gamy narzędzi Secure-Grip™

Nazwa narzędzia	Typ	Siła rozpięająca (w tonach)	Średnica otworów (w mm i calach)	Ciężar narzędzia (w kg)
SG4TM	mechaniczne	4	M16 – M20 (16 mm lub 5/8" do 20 mm lub 3/4")	4,5
SG6TM	mechaniczne	6	M24 – M27 (24 mm lub 7/8" do 27 mm lub 1")	7,5
SG11TM	mechaniczne	11	M30 – M36 (30 mm lub 1 1/8" do 36 mm lub 1 3/8")	10,5
SG13TE	hydrauliczne	13	M39 – M45 (39 mm lub 1 1/2" do 45 mm lub 1 3/4")	21,5
SG15TE	hydrauliczne	15	M48 – M56 (48 mm lub 1 7/8" do 56 mm lub 2 1/4")	26
SG18TE	hydrauliczne – liniowe	18	M60 – M70 (60 mm lub 2 1/2" do 70 mm lub 2 3/4")	14
SG25TE	hydrauliczne – liniowe	25	M76 – M100 (76 mm lub 3" do 100 mm lub 4")	24

rzędzia Secure-Grip™ mogą być w bezpieczny sposób używane dla całej gamy kołnierzy SPO, bez żadnych obaw. Frank Woll, dyrektor ds. technicznych Vector International, powiedział: – potwierdzenie, iż kołnierze SPO nie ulegną uszkodzeniu na skutek użycia narzędzi podczas montażu, rozruchu czy konserwacji było dla nas bardzo istotne. Testy narzędzi Secure-Grip™, przeprowadzone wspólnie

przez firmy Vector i Equalizer, dały dostateczne świadectwo, by zarekomendować Secure-Grip™ do stosowania na kołnierzach SPO.

Gama narzędzi Secure-Grip™ została pierwotnie zaprojektowana pod kątem kołnierzy SPO Compact, ale mogą być one z równym powodzeniem stosowane na innych kołnierzach łączonych śrubami i mają istotne zalety przy wymia-

nie strzemion, zaślepek czy przekładek. Oferta obejmuje narzędzia uruchamiane mechanicznie i hydraulicznie oraz wersje liniowe, a wybór narzędzia zależy wyłącznie od wielkości otworu na śrubę, zgodnie z zamieszczoną tabelą.

Gama narzędzi Secure-Grip™ obecnie sprzedawana jest na całym świecie za pośrednictwem rozbudowanej sieci dystrybutorów firmy Equalizer. Bezpieczeństwo jako pierwszoplanowa zaleta Secure-Grip™ sprawia, że wielu naszych końcowych użytkowników preferuje te narzędzia.

Należy do nich firma L&T Hydrocarbon Engineering Ltd., która wykorzystywała ostatnio zalety narzędzia SG11TM, aby umożliwić wprowadzenie zaślepki pomiędzy kołnierze w celu izolacji i wykonania prób ciśnieniowych. Narzędzia Secure-Grip™ nadają się szczególnie do tego zastosowania, gdyż pozostawiają pełen dostęp na całej średnicy kołnierza i wokół niego. Umożliwia to obsłudze bezpieczne i sprawne wkładanie i wyjmowanie strzemion, zaślepek i przekładek, a nawet zaworów motylkowych

Inż. Michael Machnik, Sales and Marketing Manager – Europe, michael@equalizerinternational.com



Narzędzie do rozpięcia połączeń kołnierzowych SG11TM.

Inteligentne systemy pomiarowe w gazownictwie

Ministerstwo Gospodarki przygotowało „Warianty wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych w sektorze gazu ziemnego w Polsce”. Z uwagi na skutki wdrożenia tego projektu dla rozwoju rynku gazu ziemnego, zarząd IGG zgłosił uwagi do Ministerstwa Gospodarki.

W swojej opinii IGG przypomina, że powołany przez nią Zespół ds. Inteligentnego Opomiarowania w Gazownictwie przygotował raport w tej sprawie, w którym podkreślono, że proponowane warianty nie biorą pod uwagę, iż zarówno na szczeblu unijnym, jak i krajowym nie uchwalono jednoznacznych przepisów prawnych dotyczących inteligentnego opomiarowania. Raport zaproponował funkcjonalności i definicje, które powinny obowiązywać w zakresie *smart metering* w gazownictwie, wskazał też, jaka powinna być struktura organizacyjna w opomiarowaniu, stwierdzając, że „... obecnie najkorzystniejszym rozwiązaniem dla sektora jest utrzymanie zarządzania danymi pomiarowymi w ramach istniejących spółek OSD (wraz z optymalizacją procesów biznesowych w tym zakresie)...”.

W swojej opinii IGG wskazuje, że „podjęcie decyzji o wdrożeniu bądź zaniechaniu wdrożenia inteligentnego opomiarowania w gazownictwie powinno być również odłożone do momentu wyjaśnienia się niepewnych kwestii w zakresie przyszłych

rozwiązań legislacyjnych (w tym w zakresie obowiązkowej częstotliwości odczytów) i stanowiska URE dotyczącego metodyki ujęcia nakładów na infrastrukturę SM na potrzeby kalkulacji przychodu regulowanego. Przy obecnie obowiązujących częstotliwościach odczytu analizy wykazują, że projekt jest trwale nierentowny.

IGG wyraża zdziwienie, że – według wariantów Ministerstwa Gospodarki – „...zasadna wydaje się realizacja ww. opcji na bazie scenariusza legalizacyjnego urządzeń pomiarowych, co pozwoli na uniknięcie dodatkowych kosztów wdrażania systemów *smart metering*”. Jest to stwierdzenie niezrozumiałe i pomija prace prowadzone w MG nad zmianą ustawy „Prawo o miarach”, którego nowelizacja przewiduje – tak jak w innych krajach UE – wprowadzenie statystycznej metody legalizacji urządzeń pomiarowych tzw. metodą próby losowej. IGG wielokrotnie informowała i prosiła MG o wprowadzenie tej metody, ponieważ gwałtownie narastają koszty wtórnej legalizacji urządzeń pomiarowych i w zakresie gazomierzy domowych w 2014 r. mogą dodatkowo wynieść 60–80 mln zł. Szybkie rozstrzygnięcie tej kwestii jest kluczowe dla wrażliwości systemów inteligentnego opomiarowania.

I najważniejsza kwestia operatora pomiarowego. Prezes URE wskazywał, że „Stanowisko dla gazownictwa” powinno uwzględniać

funkcjonowanie ogólnokrajowego Niezależnego Operatora Pomiarowego – nazwanego w wariantach MG Operatorem Informacji Pomiarowych (OIP). Zespół IGG nie zgodził się z ówczesnymi argumentami URE i wyraził obawę, że odbiorcy preferujący rozwiązania rynkowe uznają, iż zaproponowanie kolejnego pośrednika w łańcuchu opłat taryfowych nie zostanie odebrane pozytywnie. A mimo to w wariantach Ministerstwa Gospodarki sprawa wraca. Ekspertem IGG nie jest znany klasyczny przykład kraju UE, z którego można byłoby czerpać sprawdzone rozwiązania funkcjonowania jednego operatora pomiarowego dla wszystkich mediów. Przykład brytyjski, preferowany w wariantach MG, nie odpowiada innym krajom europejskim, zwłaszcza tym, które wstąpiły do UE 1 maja 2004 r. Znacznie lepszym przykładem byłyby rozwiązania holenderskie, w których przyjęto dobrowolność w tym zakresie i poszanowanie danych osobowych klientów (odbiorców), bądź niemieckie, które zwłaszcza w zakresie techniczno-technologicznym dominują w Europie Środkowej. Brak takiego pełnego aktualnego przeglądu rozwiązań przyjętych w tych państwach jest poważną wadą wariantu MG.

(AC)

Pełny tekst stanowiska IGG na stronie www.IGG.pl/komentarze

Żegnaj Janku

Środowisko gazownicze poniosło wielką stratę. 19 maja 2014 r. zmarł nasz kolega JAN WICOREK, który całe swoje 48-letnie życie zawodowe związał z branzą.

Rozpoczął w 1966 r. od stażu w ówczesnych Wielkopolskich Zakładach Gazownictwa przy ul. Grobla w Poznaniu, nazywanych przez pracowników „Matką – Gazownią” i tej właśnie firmie pozostał wierny do końca. W kolejnych latach obejmował różne stanowiska, podnosząc jednocześnie swoje kwalifikacje na AGH. W roku 1982 – już jako inżynier – Jan Wicorek został kierownikiem fabryki dwugazu przy ul. Gdynińskiej w Poznaniu.

Był inicjatorem, a potem realizatorem kontraktu z Chińską Republiką Ludową, w ramach którego większość urządzeń technologicznych fabryki – po 20 latach eksploatacji – w 1986 r. została sprzedana chińskiemu kontrahentowi. Kierował ekipą polskich specjalistów, którzy w latach 1987–1990 nadzorowali w Chinach



montaż sprzedanych urządzeń. Ostatnie kilkanaście lat jego pracy to kierowanie eksploatacją infrastruktury gazowniczej, a następnie obszarem łączności, telemetrii i pomiarów.

Inż. Jan Wicorek był „człowiekiem czynu”. Pełnił funkcję członka Komitetu Standardów Technicznych w IGG, członka Okręgowej Rady WOIBB w I kadencji, członka Rady Programowej Biuletynu WOIBB, wreszcie był wieloletnim działaczem SITPNIg. Jego aktywność i efekty pracy wielokrotnie zostały docenione poprzez przyznane odznaczenia: Srebrny Krzyż Zasługi, złoty Medal za Długoletnią Służbę, Zasłużony dla: Górnictwa RP, GNiG, Energetyki, Złote Odznaki: SITPNIg i NOT. Dzięki swej pracowitości i kreatywności stał się cenionym specjalistą, uznanym autorytetem w sprawach branży, a dzięki osobowości – zjednał sobie sympatię i przyjaźń ludzi, z którymi współpracował. Mimo trudnej, kilkuletniej walki z chorobą pracował niemal do końca. Zapamiętamy go jako człowieka pełnego ciepła, życzliwości, zaangażowanego w swoją pracę. Wielki żal żegnać Cię, Janku...

Ewa Chwiałkowska-Szwajorek

Wyznaczanie cen regulowanych w warunkach częściowej liberalizacji rynku gazu ziemnego

Ryszard Węcowski

Polski rynek gazu ziemnego znajduje się na początkowym etapie liberalizacji. Część spółek zajmujących się obrotem gazem ziemnym nie musi już przedkładać taryf do zatwierdzenia w odniesieniu do sprzedaży gazu na giełdzie, sprzedaży do spółek obrotu oraz sprzedaży LNG. W miarę realizacji przez krajowy podmiot dominujący obowiązkowego obliga gazowego spodziewać się można także stopniowego uwalniania cen gazu sprzedawanego odbiorcom przemysłowym. Najdłużej regulowane będą ceny gazu dla gospodarstw domowych. Przez bliżej niesprecyzowany czas rynek funkcjonować więc będzie w stanie częściowej liberalizacji, z występującymi obok siebie cenami rynkowymi i regulowanymi. Stanowić to będzie duże wyzwanie dla spółek obrotu detalicznego, dotychczas pozyskujących gaz po cenach taryfowych. Będą one bowiem musiały kupować go po cenach rynkowych, podczas gdy ich cena sprzedaży będzie w dalszym ciągu zależać od decyzji regulatora. Można spodziewać się zatem, iż zmiany cen detalicznych gazu ziemnego będą następować z opóźnieniem w stosunku do zmian cen hurtowych, narażając spółki obrotu detalicznego na ryzyko strat finansowych. Ponieważ częściowo zliberalizowany rynek gazu będzie już w stanie wyznaczyć wiarygodną cenę rynkową, wszelkie różnice między tą ceną a ceną regulowaną będą mogły być wykorzystane przez pozostałych uczestników rynku na niekorzyść podmiotów regulowanych. System regulacji stanie się więc gorsetem krępującym działania objętych nim spółek i niepozwalającym im odpowiedzieć na wyzwania konkurencji.

Co prawda, w przypadku nieprzewidzianej istotnej zmiany warunków wykonywania działalności gospodarczej spółka obrotu detalicznego może obecnie wnioskować o zmianę cen regulowanych, jednak na wolnym rynku ceny gazu ziemnego zmieniają się codziennie i z powodów praktycznych nie jest możliwe nadążanie za nimi ze zmianami taryfy. Dodatkowo, w ramach takiej zmiany trudno byłoby także jednoznacznie ustalić, zmianę jakiej ceny zakupu należy uwzględnić w taryfie. Dotychczas jako podstawę do ustalania ceny taryfowej przyjmowano bowiem aktualne w momencie zatwierdzania taryfy ceny, wynikające z długoterminowych umów zakupu gazu od dostawcy. Po wprowadzeniu wolnego rynku przedsiębiorstwa mogą jednak dowolnie zmieniać dostawcę gazu lub funkcjonować bez zawartych umów długoterminowych, kupując surowiec na giełdach towarowych lub w ramach umów krótkoterminowych.

Ponieważ stan częściowej liberalizacji rynku dla części podmiotów w nim funkcjonujących rodzi opisane powyżej kom-

plikacje, warto zapoznać się ze sposobami rozwiązania tego problemu w innych państwach Unii Europejskiej.

Znalezienie odpowiednich przykładów nie nastręcza problemów, ponieważ wbrew pozorom znaczna liczba krajów członkowskich nadal utrzymuje bardziej lub mniej rozbudowane systemy kontroli cen płaconych przez odbiorców końcowych. Odbiorcy domowi mogą kupować gaz po cenach regulowanych w kilkunastu krajach wspólnoty europejskiej. W kilku z nich regulacją objęte są także ceny gazu sprzedawanego odbiorcom przemysłowym. Niniejszy artykuł zawiera analizę rozwiązań zastosowanych we Francji, Włoszech, Danii, Belgii i Hiszpanii. Porównaniem objęto mechanizmy regulacji cen dla odbiorców w gospodarstwach domowych, gdyż można oczekiwać, iż w Polsce, tak jak w innych krajach Unii Europejskiej, ochrona odbiorców z tej grupy będzie się utrzymywać najdłużej.

W odniesieniu do analizowanej grupy państw warto zaznaczyć, że – po pierwsze – w większości tych krajów system cen regulowanych dla odbiorców indywidualnych funkcjonuje równoległe z systemem cen rynkowych. Sprzedaż gazu po cenach regulowanych dotyczy przeważnie odbiorców, którzy nie zdecydowali się na zmianę sprzedawcy. W niektórych krajach w celu zapewnienia większego poczucia bezpieczeństwa klienci, którzy skorzystali z możliwości zmiany sprzedawcy, a następnie chcą wrócić do oferty z ceną regulowaną, mogą to zrobić. W innych państwach nie ma takiej możliwości.

Po drugie – w analizowanych krajach regulowane ceny detaliczne gazu ziemnego wyznaczane są na podstawie formuły cenowej, składającej się ze zmiennych reprezentujących ceny gazu na wybranych rynkach hurtowych oraz dodatkowych elementów (współczynniki modyfikujące zmienne i dodatkowe stałe). Umieszczenie w formule cenowej elementów dodatkowych ma na celu uwzględnienie przy kalkulacji cen detalicznych także pozostałych kosztów działalności spółki obrotowej oraz należnego jej zysku. W wyniku zastosowania takiego rozwiązania zmiany ceny hurtowej gazu mogą być stosunkowo szybko przenoszone do ceny detalicznej regulowanego sprzedawcy, wymagają bowiem jedynie przedstawienia nowej wartości zmiennej do istniejącej formuły. W celu uwzględnienia w cenie detalicznej zmiany pozostałych kosztów działalności konieczna jest natomiast zmiana całej formuły cenowej. Wymaga to szczegółowej analizy kosztów na poziomie przedsiębiorstwa lub całego państwa. W związku z tym istniejące systemy regulacji pozwalają na częstsze wprowadzanie przez spółki obrotu detalicznego

zmian cen wynikających ze zmiany kosztów nabycia paliwa gazowego niż zmian cen wynikających ze zmiany pozostałych kosztów.

Załączona tabela zawiera zestawienie informacji dotyczących systemu cen regulowanych w analizowanych krajach. Wyszczególniono w nim elementy mające wpływ na szybkość i dokładność przekazywania do końcowego odbiorcy impulsów cenowych wygenerowanych na rynku hurtowym.

Analizując dane zawarte w tabeli, warto zwrócić uwagę na dominację wykorzystania cen rynkowych do indeksowania cen dla odbiorców w gospodarstwach domowych, podczas gdy podmioty oferujące gaz w ramach oferty z ceną regulowaną w dużej części kupują jeszcze gaz w ramach kontraktów

z dostawcami, a potem w imieniu tych samych odbiorców sprawdza prawidłowość kalkulacji ustalonej ceny.

Charakterystyczną cechą dla Belgii jest z kolei fakt, iż przy zatwierdzaniu zmian cen wynikających ze zmiany kosztów działalności innych niż zmiana ceny paliwa gazowego analizuje się nie tyle poziom kosztów przedsiębiorstwa, co ceny detaliczne sprzedaży gazu ziemnego w krajach ościennych. Rozwiązanie to jest częścią tymczasowego mechanizmu zwanego „siecią bezpieczeństwa”, który został ustanowiony po tym, jak stwierdzono, iż końcowe ceny detaliczne gazu ziemnego w Belgii są zauważalnie wyższe niż w krajach ościennych.

Rozwiązaniem charakterystycznym dla Hiszpanii jest natomiast mechanizm przeprowadzania specjalnych aukcji,

Właściwości systemu regulacji cen dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach Unii Europejskiej

Porównywane cechy	Francja	Włochy	Dania	Belgia	Hiszpania
Rodzaj kontroli	ex-ante	ex-ante	ex-post	ex-post/ex-ante*	ex-post
Poziom analizy kosztów	przedsiębiorstwo	państwo	przedsiębiorstwo	przedsiębiorstwo	państwo
Częstotliwość aktualizacji cen w odniesieniu do zmiany cen paliwa gazowego	ustalana indywidualnie przez ministra	raz na kwartał	raz na miesiąc	raz na kwartał	raz na kwartał**
Częstotliwość aktualizacji cen w odniesieniu do pozostałych kosztów działalności	raz do roku	różna częstotliwość dla różnych kosztów	stała w okresie, na który została udzielona licencja	raz na kwartał	w razie konieczności
Ceny hurtowe wykorzystywane w formułach cenowych	ceny z giełd gazu ziemnego, ceny produktów naftowych	TTF	TTF	ceny gazu ziemnego na giełdach w Belgii, Niemczech, Holandii i Francji	Henry Hub, NBP, cena ropy Brent, dedykowane aukcje

Źródło: Opracowanie własne.

* Przedsiębiorstwa mogą samodzielnie wprowadzać zmiany cen, wynikające ze zmiany ceny kupowanego paliwa, decyzji władz, regulatora i operatorów systemów przesyłowego, dystrybucji magazynowania, skraplania i regazyfikacji LNG. Zmiany cen wynikające z innych powodów muszą być przed wprowadzeniem akceptowane przez organ regulacyjny.

** Pod warunkiem, iż zmiana ceny przekroczy 2%.

długoterminowych, przynajmniej częściowo indeksowanych ceną produktów naftowych. Jest to rozwiązanie celowo zastosowane przez ustawodawcę. Analizowane rozwiązania w dużej mierze ustanawiane były bowiem w momencie, gdy cena gazu na giełdach towarowych była niższa niż cena w kontraktach długoterminowych. W rezultacie ich wprowadzenie miało za zadanie obniżenie cen dla odbiorców domowych. Interesującą właściwością systemu regulacji cen w Hiszpanii i we Włoszech jest fakt, iż przy ustalaniu wysokości cen regulowanych bierze się pod uwagę nie portfolio zakupowe poszczególnych przedsiębiorstw, lecz strukturę pochodzenia gazu zużywanego w danym kraju. W rezultacie wyznaczona cena ma charakter ceny urzędowej, obowiązującej na terenie całego kraju – wszyscy sprzedawcy są zobowiązani sprzedawać gaz podmiotom uprawnionym po tej cenie.

W uzupełnieniu danych zaprezentowanych w tabeli dodać należy także, iż w części analizowanych państw systemy regulacji cen zawierają unikalne rozwiązania typowe tylko dla danego kraju. W Danii takie specyficzne rozwiązanie polega na tym, iż ujęta w zestawieniu cena regulowana, odnosząca się do gazu sprzedawanego w ramach tak zwanej oferty obowiązkowej, wyznaczana jest w drodze przetargu. Wygrywa go dostawca, który zaproponował najniższą marżę. Po wygraniu przetargu uzyskuje on wyłączne prawo do przedstawienia tej oferty na terenie całego kraju*. Tym samym organ regulacyjny nie tyle reguluje cenę, co w imieniu odbiorców negocju-

je, których celem jest wyznaczenie rzeczywistej rynkowej ceny paliwa gazowego, uwzględnianej przy kalkulacji ceny regulowanej.

Analiza danych odnoszących się do porównywanych krajów uzmysławia, jak bardzo systemy regulacji cen w poszczególnych państwach różnią się między sobą. W zasadzie nie ma dwóch krajów z identycznym systemem wyznaczania cen regulowanych. Wynika to głównie z przyczyn historycznych, gdyż systemy regulacji często dziedziczą zasady wyznaczania cen, funkcjonujące w okresie przed wprowadzeniem liberalizacji.

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

* W Danii funkcjonuje także drugi typ ceny regulowanej, odnoszącej się do gazu sprzedawanego w tzw. ofercie podstawowej. Cena ta ma charakter ceny maksymalnej.



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



Chłodnym okiem

Adam Cymer

Od ilu to już lat słyszymy, że konieczna jest systemowa poprawa jakości nadzoru właścicielskiego w sektorze publicznym. Padają zapowiedzi i deklaracje polityków, że uregulowane zostaną procedury dotyczące wyboru ciał korporacyjnych, a tymczasem karuzela stanowisk kręci się w najlepsze. Był jeden wyjątek na naszym gazowniczym podwórku. Gdy w marcu 2008 roku powołano nowy zarząd PGNiG, pisałem we wstępie do „Przeglądu Gazowniczego”: „zarząd PGNiG – po raz pierwszy od lat – powołano z dala od politycznych salonów i wyłoniono spośród osób znanych i cenionych w branży, kompetentnych i dysponujących dużym doświadczeniem”. Prezesem tego zarządu był MICHAŁ SZUBSKI.

Miał wówczas niespełna „czterdziestkę” i od 14 lat pracował w koncernie. Trafił tam w 1994 roku za namową kolegi ze studiów prawniczych na Uniwersytecie Warszawskim. Uznał, że czas skończyć ze studenckim trybem życia i podjąć pracę. Poszedł więc na spotkanie z ówczesnym dyrektorem Biura Organizacji i Przekształceń, Andrzejem Schoeneichem, i został przyjęty na okres próbny na stanowisko referenta, a następnie samodzielnego prawnika ds. przekształceń, a jego bezpośrednim szefem został Stanisław Kolański.

Warto przypomnieć, że to był czas wielkiej zmiany w PGNiG, rozpoczął się proces komercjalizacji przedsiębiorstwa państwowego, wydziałania ze struktur spółek serwisowych i produkcji pomocniczej, budowanie struktur organizacyjnych spółki akcyjnej. Młody prawnik w takim procesie był bardzo potrzebny. Tym bardziej że jako pierwszy rocznik na wydziale prawa studiował prawo handlowe, choć warto dodać, że jako ostatni rocznik miał ekonomię polityczną socjalizmu. Miało to pewien wdzięk – starsze pokolenie prawników PGNiG cały czas pracowało w jednostce gospodarki uspołecznionej, a nowa generacja uczyła ich prawa spółek handlowych. Komercjalizacja trwała dość długo, dopiero skuteczna interwencja ministra Kaczmarka u premiera Cimoszewicza sprawiła, że jesienią 1996 roku powstała spółka PGNiG SA. Młody prawnik aktywnie uczestniczył w jej organizacji, przygotowywał niezbędne dokumenty, uczestniczył w procesie przekształceń spółek w spółki prawa handlowego. Musiał być dobry i skuteczny, skoro w finale tego procesu otrzymał propozycję – od kierownictwa firmy, przekazaną przez bezpośredniego przełożonego, by przygotował koncepcję i zorganizował jednostkę obsługi zarządu, która miała zapewnić część formalnoprawną funkcjonowania skomercjalizowanego przedsiębiorstwa. – *Myslałem, że zostanę jednym z kierowników w Biurze Organizacji i Przekształceń, co i tak byłoby szokiem w tej firmie, a zostałem samodzielnym szefem biura prezydyjnego – mówi z podziwem w głosie dla decyzji swoich przełożonych.*

Szefem biura prezydyjnego Michał Szubski był do 1999 roku, gdy wiatr historii wywiał zarząd prezesa Findzińskiego. W latach 1999–2000 był dyrektorem biura prawnego spółki i dyrektorem biura spółki, a od 1 października 2000 roku objął stanowisko zastępcy dyrektora ds. restrukturyzacji w Mazowieckim Zakładzie Gazowniczym „Gazownia Warszawska”, bowiem ruszył wówczas program organizacji makroregionalnych spółek dystrybucyjnych. Gdy w 2000 roku odwo-

łano prezesa Findzińskiego z funkcji dyrektora „Gazowni Warszawskiej”, został jego następcą i realizował program powoływania i organizacji Mazowieckiej Spółki Gazownictwa. 1 stycznia 2003 roku został jej prezesem, pełniąc tę funkcję do czerwca 2007 roku, bo nowa fala historii politycznej znów przyniosła nowe władze do PGNiG. Został doradcą ówczesnego prezesa PGNiG SA. Przedterminowe wybory parlamentarne, a co za tym idzie – zmiana rządu po raz kolejny wpłynęły na dalsze losy firmy. Nowa koalicja ogłosiła konkurs na skład zarządu PGNiG i w marcu 2008 roku Michał Szubski został prezesem nowego zarządu, pełniąc tę funkcję przez 3 lata i dziesięć miesięcy, jako najmłodszy i najdłużej urzędujący prezes PGNiG SA w III RP. Złożył rezygnację z tej funkcji 31 grudnia 2011 roku.

Curriculum Vitae Michała Szubskiego jest dla branży gazowniczej bardzo znamienne. Jako młody prawnik trafił do centrali spółki u progu III RP, był uczestnikiem i współkreatorem zmian w koncernie, pracując w samym sercu organizacji, co sprawia, że jest jednym z nielicznych już bezpośrednich świadków historii branży gazowniczej w III RP i jej olbrzymiej własnościowej, strukturalnej i rynkowej przemiany.

Polskie polityczno-biznesowe obyczaje, złe obyczaje, powodują, że nawet najlepsi liderzy biznesu, jeśli trafią w sieć powiązań gospodarczo-politycznych w spółkach Skarbu Państwa, nie mają możliwości wypracowania i realizacji własnych strategii, bo paraliżują ich kaprysy władzy i nigdy nie znają dnia ani godziny, kiedy ich kariera w sektorze publicznym dobiegnie końca. Gorzej, niedawna fala zmian zarządów w spółkach Skarbu Państwa sprawiła, że na rynku pracy pojawiło się wielu „byłych”, o których pewnie wkrótce będzie cicho. Ale ich wiedza i doświadczenie mają wielką wartość, więc może choćby to warto ocalić od zapomnienia. Powinni mieć szansę na conradowskie „wymierzenie sprawiedliwości widzialnemu światu”. Tę szansę ma Michał Szubski.

PGNiG

Moje retrospektywne refleksje są o tyle uzasadnione, że zaraz po studiach zacząłem pracę w PGNiG i tam spędziłem całe dotychczasowe życie zawodowe. Nie byłem nigdy radcą prawnym, nie wykonywałem stricte zawodu prawniczego, ukształtowała mnie ta firma gazownicza. Dla porządku dodam, że ukończyłem również studia podyplomowe w zakresie zarządzania przedsiębiorstwem energetycznym, a także transportu i dystrybucji gazu ziemnego, obydwie na AGH. Ale zawodo-

we doświadczenie było najcenniejsze, bo starsi koledzy nie bali się dzielić wiedzą, uczyli mnie, a byli to prawdziwi fachowcy, dla nich branża gazownicza nie miała tajemnic.

Wbrew twierdzeniom wielu „fundamentalistów rynkowych”, jak ich określa noblista Stiglitz, że PGNiG to postkomunistyczny moloch, który można tylko zaorać, ta firma wiedziała, o co jej chodzi. Już na początku lat 90. ub.w. prowadzone były analizy i rozważane projekty, o których nikt teraz nie pamięta lub nie chce o tym mówić. I odkrywa się dzisiaj na nowo tematy, które wtedy były analizowane. Pomysł gazoportu to idea z ostatnich lat, a feasibility study dla takiego projektu powstało w PGNiG już na początku lat 90. ub.w. we współpracy z japońskim Mitsui & Co. To w tamtym okresie trwały rozmowy z British Gas na temat wymiany aktywów. BG miał zostać udziałowcem PGNiG w zamian za udziały na szelfie brytyjskim. Pracowano nad połączeniem gazociągowym z Danią, bo Duńczykom zależało na połączeniu się z systemem tranzytu gazu ziemnego Rosja–Europa, czyli gazociągiem Jamalskim.

Powiem tak: do 1989 roku gaz był zapewne sprawą mocno polityczną i byliśmy we wszystkim blokowani przez „wielkiego brata”, ale po 1989 roku byliśmy obiektywnie samodzielni w podejmowaniu decyzji. Co zrobiliśmy, by nawiązać z Rosjanami biznesową współpracę, wolną od niepotrzebnych kontekstów politycznych? Według mnie, problem polega nie na tym, co oni nam złego zrobili, a bardziej na tym, czego myśmy nie zrobili, żeby się postawić wobec Rosjan w lepszej sytuacji negocjacyjnej. Nie możemy tych relacji tylko ideologizować. To geografia zasobów wskazuje kierunek, od którego nie warto się pochopnie odwracać. Jak wspominał o duńskim gazociągu, to nie tylko dlatego że chcieliśmy importować gaz. To oni chcieli budować gazociąg, bo chcieli mieć dostęp do Jamalu, dla importu z Rosji, bo wiedzieli, że ich zasoby kiedyś się skończą. A myśmy nigdy nie chcieli zbudować drugiej nitki tranzytu i wypchnęliśmy Rosjan na Bałtyk. Nord Stream to nie jest pomysł ekipy Putina, feasibility study tego projektu zrobione było na początku lat 90. ub.w. i wcale nie zachęcało do jego budowy, Jamal II był przecież znacznie korzystniejszy.

Jestem przekonany, że PGNiG miało – z całą świadomością używam czasu przeszłego – ogromny potencjał, mogło być takim Statoil Europy Środkowej. Powiedziałem to nawet radzie nadzorczej, startując w konkursie na prezesa, dodając, że najnowsza historia PGNiG to pasmo niezrealizowanych projektów. A jestem przekonany, że gdybyśmy zbudowali drugą nitkę Jamalu, gdybyśmy zbudowali pieremyczkę od Włocławka przez centrum Polski i spięli ją z południowym systemem czesko-słowackim, a przy tym zbudowali – bo mamy odpowiednie struktury geologiczne – podziemne magazyny gazu na kilkanaście mld m³, które byłyby wsparciem dla systemu transportowego gazu ze wschodu, to Central European Gas Hub byłby pod Włocławkiem, a nie w Baumgarten pod Wiedniem. Bylibyśmy rozdającymi karty na europejskim rynku gazu. Mogliśmy się stać wielkim przedsięwzięciem poszukiwawczo-wydobyczym, bo mielibyśmy pieniądze, by inwestować w złoża krajowe i zagraniczne.

Często zadawałem naszym politykom – z różnych opcji – pytanie: dlaczego Norwegowie mogą być dumni ze swojego Statoil, a my, Polacy, nie możemy być dumni z PGNiG? Mieliśmy silne, zintegrowane pionowo przedsiębiorstwo, od poszukiwań, przez zagospodarowanie i wydobywanie po dostawę do przysłowiowej kuchenki gazowej i nie zrobiliśmy nic, żeby ten potencjał wykorzystać. I żaden polityk nie potrafił racjonalnie na tak postawione pytanie odpowiedzieć.

Sfera polityczna

Prawda jest taka – to sfery polityczne zniszczyły PGNiG. Na przykład oddanie systemu przesyłowego Skarbowi Państwa to było wyrwanie kręgosłupa firmie. Podpieranie się przy tym prawem unijnym było tylko pretekstem do realizacji mniej lub bardziej partykularnych planów prywatyzacyjnych politycznej ekipy zarządzającej wówczas PGNiG. Zdarzenie to zapoczątkowało, niestety, postępującą erozję firmy! Efekt dzisiaj jest taki, że PGNiG w niedalekiej perspektywie będzie skazany

na marginalizację, bo będzie mało znaczącą firmą, obsługującą głównie rynek komunalny. Pozostanie z ogromną i nierentowną strukturą obrotu, która jest zbyt obciążona kosztami, kontraktami zakupowymi z klauzulami take-or-pay i, być może, rachitycznym upstreamem, który nie będzie miał środków na poważne programy inwestycyjne.

Nalożenie obecnie olbrzymiego obciążenia giełdowego to już ostatni gwóźdź do trumny firmy. Podpieranie się przy tym jakąś chęcią liberalizacji rynku gazu to parawan, aby skryć, że prawdziwą przyczyną wprowadzenia tak dramatycznego dla gazownictwa rozwiązania to polityczna ucieczka sprzed ETS, który grozi Polsce za nierynkowe regulowanie cen gazu ziemnego. Efekty już widać. Strumyczek już cieknie. Najwięksi klienci firmy, jak tylko będą mieli możliwość kupić gaz taniej, pójdą tam, gdzie taki dostaną. Z wielkim zainteresowaniem na ostatnim kongresie gazowniczym słuchałem niezależnych ekspertów, którzy sami zazwyczaj krytyczni wobec PGNiG, że nie jest trendy, bo monopolista, głośno wyrażali troskę, że jednak politycy tym razem przesadzili, bo wszystko może się rozsypanie.

Sfera polityczna nie ma także zasług w zakresie stworzenia reguł gry na rynku gazu niekonwencjonalnego. Co prawda, był okres politycznego amoku, że łupki uczynią z nas potęgę, ale efekt jest taki, że nie przygotowano na czas regulacji prawnych i podatkowych. Wypłynęło to zagranicznych inwestorów. Tłumaczyłem politykom – myślcie kategoriami człowieka, który siedzi gdzieś w Huston, jest w połowie Portorykańczykiem albo Nigeryjczykiem, który nie wie, gdzie leży Polska i jest analitykiem wielkiego koncernu naftowego. On dostaje raporty z całego świata o ryzyku, kursach itp. i rozdziela priorytety inwestycyjne. Dostaje z Polski trzy raporty – dwa z firm podatkowych i jeden z prawniczej. Raporty wskazują, że rośnie w Polsce ryzyko niestabilności prawnej i podatkowej w zakresie poszukiwań i on zmienia w swoich tabelkach stosowne punkty i jest taka kreska, poniżej której projekty nie są realizowane. I Polska spada pod taką kreskę i jest po wszystkim. On nie chce naszej krzywdy, on nie chce uderzać w polską rację stanu, bo nie wie, gdzie ta Polska jest. On jest analitykiem i pisze swojemu zarządowi rekomendacje. I tak spadliśmy z listy projektów realizowanych. Inwestorzy mogli wydać w perspektywie trzech lat około 1 mld USD. Czy znaleźliby gaz z łupków czy nie. Dlaczego nie pozwoliliśmy im za ich pieniądze zbadać zasobów naszej ziemi?

Na ostatnim kongresie gazowniczym wicepremier, minister gospodarki, postawił zarzut PGNiG, że nie zgłaszało żadnych propozycji inwestycyjnych do spółki Polskie Inwestycje Rozwojowe. A ja pytam – kto miał zgłaszać, skoro politycy sprawili, że firma przez osiem miesięcy była pozbawiona władz korporacyjnych, bo nie mogli uzgodnić odpowiednich kandydatów? Czy w takim chaosie zarządzalnym ktokolwiek myśli o projektach inwestycyjnych, gdy koterie walczą o władzę nad spółką?

To są właśnie efekty wciąż zbyt dużej zależności firm publicznych, wydaje się najważniejszych dla kraju, od sfery politycznej. Ironią historii jest, że w czasach okropnego PRL-u, od roku 1982 aż po rok 1999, było w firmie tylko trzech naczelnych dyrektorów, wychowanych w firmie i świetnych branżystów. Warto przytoczyć ich nazwiska: Jerzy Tombak – twórca współczesnego, zjednoczonego gazownictwa w PGNiG, Mieczysław Kaczmarczyk i Ałeksander Findziński.

Za to od 1999 roku, w okresie business oriented, kiedy wydaje się, że powinni być powoływani prawdziwi fachowcy, przywódcy obdarzeni charyzmą, którzy powinni mieć długi czas realizacji strategii, w PGNiG było dziewięciu prezesów bądź osób czasowo pełniących ich obowiązki.

Odszedłem z firmy na własne życzenie. Rozpocząłem zupełnie nowy rozdział w swoim życiu. PGNiG zawsze jednak pozostanie dla mnie ważną organizacją, której problemy odbieram bardzo osobiście. To moje tak zwane: macierzyste przedsiębiorstwo albo – jak mawiali starsi pracownicy – „matka Gazownia”.

Notował Adam Cymer

Gaz ziemny w regionie Morza Kaspijskiego

Aleksander Wasilewski

Wokół Morza Kaspijskiego leży pięć państw: na północy Rosja, na południu Iran, na wschodzie Kazachstan, a na zachodzie Azerbejdżan. Natomiast położone poza morzem Armenia, Gruzja, Tadżykistan, Turkmenistan i Uzbekistan są zależne od sytuacji politycznej i gospodarczej w krajach nadbrzeżnych. Większość tych krajów posiada złoża ropy naftowej i gazu ziemnego oraz wspólne problemy związane z ich transportem – tworzą one tzw. *Oil and Gas in the Caspian Sea: Economic and Political Ramifications*.

21 grudnia 1991 r. kraje regionu Morza Kaspijskiego, oprócz Iranu, jako republiki wchodziły w skład ZSRR. Infrastruktura przemysłowa była słabo rozwinięta, a wszystkie decyzje dotyczące poszukiwania, wydobycia i transportu gazu zapadały w Moskwie. Na przykład jeszcze 30 lat temu Turkmenistan miał tylko jedno połączenie gazowe z Rosją – gazociąg Azja Środkowa–Centrum.

Obecnie Turkmenistan, Uzbekistan, Kazachstan i Azerbejdżan są ważnymi, o znaczeniu regionalnym, producentami gazu ziemnego. Według danych BP Statistical Review of World Energy 2014, na koniec 2012 r. udokumentowane zasoby gazu ziemnego wynosiły: w Turkmenistanie 17,5 bln m³; Uzbekistanie 1,1 bln m³; Kazachstanie 1 bln m³, a w Azerbejdżanie 0,9 bln m³. Światowe rezerwy gazu ziemnego wynosiły 187,8 bln m³.

Turkmenistan

Na skalę przemysłową gaz ziemny w Turkmenistanie zaczęto wydobywać w latach 70. XX wieku – po odkryciu złóż w środkowej części pustyni Kara-kum, a także w zachodnich i wschodnich rejonach wówczas Turkmeńskiej SSR. Obecnie Turkmenistan jest jednym z najbardziej perspektywicznych producentów gazu ziemnego nie tylko w regionie, ale i na świecie. Na jego terytorium odkryto około 160 złóż węglowodorów, z tego tylko 60 znajduje się na etapie zagospodarowania i eksploatacji. Turkmenistan posiada czwarte w świecie zasoby gazu ziemnego – 44,25 bln m³, z tego 25,13 bln m³ to zasoby już udokumentowane. Turkmeńscy eksperci oceniają zasoby węglowodorów Turkmenistanu na 71,6 mld ton umownego paliwa, w tym 20,8 mld ton ropy i 50,8 bln m³ gazu.

W ocenie turkmeńskich i zagranicznych geologów, na sektor szelfowy Turkmenistanu przypada około 50% zasobów ropy i 25%

gazu, odkrytych na Morzu Kaspijskim. Pierwsze próby pozyskania gazu na turkmeńskim szelfie malezyjski Petronas rozpoczął w 2006 r. W pierwszym etapie planuje się wydobywać 2,4 mln ton, a docelowo 4 mln ton gazowego kondensatu rocznie.

Szelfowe zasoby złóż w turkmeńskim sektorze Morza Kaspijskiego (poza już zakontraktowanymi) wynoszą: 11 mld ton ropy i 5,5 bln m³ gazu – ogółem na szelfie Turkmenistan posiada 12 mld ton ropy i 6,5 bln m³. Pod koniec pierwszej połowy lipca 2011 r. rozpoczęto wydobycie gazu ze złóż szelfowych. W okolicy miejscowości Kyjanly oddano do eksploatacji instalację przeróbki gazu i terminal gazowy. Najważniejszym partnerem w tym projekcie jest Petronas.

Prognozy dotyczące rozwoju wydobycia paliw są bardzo optymistyczne. W 2030 r. Turkmenistan planuje roczne wydobycie na poziomie 67 mln ton ropy i 230 mld m³ gazu, z tego 180 mld m³ na eksport. Gaz wydobywany przez malezyjski koncern Petronas jest eksportowany do Iranu. Obecnie na szelfie turkmeńskim Morza Kaspijskiego prace prowadzą malezyjski Petronas, brytyjsko-arabski Dragon Oil i niemiecki RWE.

Koncern Dragon Oil w najbliższych trzech latach w turkmeńskim sektorze Morza Kaspijskiego planuje zainwestować 1 mld USD. Do końca 2012 r. spółka już zainwestowała 2,5 mld USD i jest najważniejszym inwestorem Turkmenistanu. Turkmeńskie złożo Czelekena, gdzie prowadzi działalność Dragon Oil, odkryto jeszcze w czasach ZSRR.

15 października 2008 r. „Eurasia Daily Monitor” opublikowała komentarz Vladimira Socora „New Turkmen gasfields change the strategic gas export picture”, na temat zaprezentowanych 13 października przez brytyjską firmę GaffneyCline&Associates re-

Wydobycie gazu ziemnego w Turkmenistanie w latach 2002–2011 w mld m³

Rok	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ilość	48,4	53,5	52,8	57,0	60,4	65,4	66,1	36,4	42,4	59,5

Źródło: BP Statistical Review of World Energy, June 2014, 21.

zultatów audytu największego złoża gazowego w Turkmenistanie – Osman-Południowy Jolotan. Jest to trzecie pod względem zasobów złożo na świecie. Największe z dotychczas odkrytych to: Północne – Katar (odkryte w 1971 r.), zasoby 10,640 bln m³, Urengoj – Rosja (odkryte w 1966 r.), zasoby – 10 bln m³.

Jak wynika z maksymalnych obliczeń audytora, złożo Jolotan może zawierać nawet do 14 bln m³ gazu, lecz w celu określenia dokładnych zasobów należy przeprowadzić dalsze wiercenia. Oznacza to, że Jolotan ma większe zasoby od gigantycznego złoża gazu Sztokman w Rosji na Morzu Barentsa. Złożo Osman – Południowy Jolotan jest położone niedaleko granicy z Afganistanem.

Odkrycie tego złoża wzmocniło pozycję Aszchabadu na światowej mapie gazowej i stanowi ważny instrument w negocjacjach z potencjalnymi importerami turkmeńskiego gazu.

Wzrost wydobycia gazu ziemnego na złożach lądowych przypada na pierwszą dekadę XXI w. W 2007 r. wydobycie gazu ziemnego w Turkmenistanie wyniosło 70,5, w 2008 r. – 72,5, a na 2009 r. zaplanowano 75 mld m³. Na eksport w 2008 r. przeznaczono 48 mld m³, o 2,2 mld m³ mniej niż w 2007 r., co wynikało z faktu, że dwaj główni odbiorcy – Rosja i Iran – ograniczyły import.

Eksport gazu jest realizowany na trzech kierunkach: północnym – Rosja, południowym – Iran i wschodnim – Chiny. W perspektywie Turkmenistan planuje eksport gazu przez Afganistan do Pakistanu i Indii (gazociąg TAPI) oraz Europy. Gazociąg TAPI (Turkmenistan–Afganistan–Pakistan–Indie) jest w fazie projektowej.

Do Iranu gaz przesyłany jest gazociągiem Korpedże–Kurtkui. Na początku dekady było to 5–6 mld m³ rocznie, a w 2007 r. oba kraje podpisały porozumienie o dostawach 14 mld m³ gazu rocznie. Jednak w 2008 r. nie zrealizowano dostaw, ponieważ Iran nie zaakceptował ceny – 140 USD za 1000 m³. Turkmenistan planuje także budowę nowego gazociągu ze złoża Południowy Jolotan Osman do Serahsa. Obecnie zużycie wewnętrzne Turkmenistanu wynosi 19–20 mld m³ gazu ziemnego rocznie.

Jak już wspomniano, malezyjski Petronas był jedną z pierwszych zagranicznych spółek paliwowych, która otrzymała licencję na wydobycie gazu na bloku nr 1 na turkmeńskim szelfie Morza Kaspijskiego, na zasadach porozumienia o podziale produkcji. Zasoby tego złoża malezyjscy eksperci wycenili na 1 bln m³, a rocznie chcą wydobywać 5 mld m³ gazu.

Poza przedsiębiorstwami malezyjskimi wzrosło zainteresowanie turkmeńskim rynkiem firm niemieckich. Zaraz po rozpadzie ZSRR największe niemieckie firmy przemysłowe i energetyczne rozpoczęły współpracę z turkmeńskimi przedsiębiorstwami. Dzięki tej dalekowzrocznej polityce obecnie koncerny z RFN mają uprzywilejowaną pozycję w wielu sektorach turkmeńskiej gospodarki, czego przykładem jest podpisany między Siemensem a Turkmenistanem w maju 2009 r. list intencyjny o strategicznej współpracy w rozbudowie i modernizacji infrastruktury w trzech sektorach – energetyce, przemyśle i opiece zdrowotnej. Warto odnotować, że pozabudżetowe rezerwy walutowe Turkmenistanu są zdeponowane w Deutsche Bank we Frankfurcie. Przyjęta w trakcie prezydencji Niemiec w UE w 2007 r. „Strategia dla Azji Środkowej” została wykorzystana przez Berlin na rzecz stworzenia warunków dla rozwoju współpracy niemieckich podmiotów gospodarczych z ich turkmeńskimi odpowiednikami. Ponadto, przedsiębiorcy niemieccy w latach 2006–2009 byli systematycznie wspierani przez polityków na poziomie relacji zarówno bilateralnych, jak i unijnych.

W trzeciej dekadzie listopada 2009 r. w Rzymie został podpisany list intencyjny między koncernem energetycznym ENI a Państwową Agencją ds. Koordynacji i Wykorzystania Surowców Energetycznych przy Prezydencie Turkmenistanu. Podpisanie tego dokumentu stworzyło włoskim geologom warunki do poszukiwania złóż gazu i ropy w Turkmenistanie. ENI zobowiązała się do zorganizowania kursów szkoleniowych dla turkmeńskich specjalistów z branży gazowej i naftowej. Po RWE ENI jest drugim europejskim koncernem energetycznym, który na poważnie zainteresował się złożami ropy i gazu w Turkmenistanie.

W drugiej dekadzie stycznia 2011 r. Jose Manuel Barroso, przewodniczący KE, odwiedził dwa kraje regionu Morza Kaspijskiego – Turkmenistan i Azerbejdżan. 13 stycznia w Aszchabadzie przeprowadził rozmowy z prezydentem Gurbanguly Berdymuhamedowem, a 14 stycznia w Baku – z İlhamem Alijewem. Celem wizyty było omówienie spraw dotyczących realizacji tzw. południowego korytarza, który składa się z następujących projektów: Nabucco, TGI (Turcja, Grecja, Italia) i TAR (Trans Adriatyk GasPipeline).

Uzbekistan

Na obszarze Uzbekistanu największe złoża gazu ziemnego odkryto w regionach: Południowo-Zachodnio-Gissarskim i Bucharo-Chiwińskim oraz naftowo-gazowe w rejonach Szurtańskim i Mubarekska. Złoża uzbeckie charakteryzuje wysoka wydajność i niskie koszty wydobycia. Przerób gazu zabezpieczają dwa zakłady – Szurtański i Mubarecki.

Należy podkreślić, że to właśnie w Uzbekistanie – spośród republik środkowoazjatyckich – przemysł gazowy rozwinął się najszybciej. Przemysłowe wydobycie gazu rozpoczęto na złożach gazlińskim i dżarkackim. Natomiast gaz wydobywany w rejonie Buhary był dostarczany do Kazachstanu, Kirgistanu, Tadżykistanu i zakładów przemysłowych na środkowym i południowym Uralu.

Ogólne zasoby gazu ziemnego w Uzbekistanie wycenia się na 2,5 bln m³, w tym do wydobycia na 1,62 bln m³. Na początku pierwszej dekady obecnego stulecia do przemysłowego wydobycia było przygotowanych 49 złóż, których zasoby wyceniono na 511,7 mld m³.

Najważniejszym zagranicznym partnerem Uzbekistanu w sektorze gazu jest Gazprom, który w grudniu 2002 r. podpisał z Uzbektransgazem porozumienie o współpracy i imporcie gazu. Porozumienie to zagwarantowało Rosji import od 2005 r. 10 mld m³ gazu rocznie oraz udział w inwestycjach w uzbeckim sektorze gazowym, czego przykładem jest podpisany 11 kwietnia 2005 r. kontrakt na wydobycie gazu ze złoża Szachpachty – pierwsze w historii uzbeckiego przemysłu gazowego porozumienie o rozdziale produkcji.

Na uzbeckim rynku gazu mocną pozycję ma również malezyjski Petronas, który w ramach realizacji dwóch projektów planuje inwestycje za około 1,16 mld USD. W 2009 r. malezyjski koncern zainwestował 50 mln USD w zagospodarowanie złóż akczyłowskiego, kuanyszskiego i zachodniourgińskiego. W najbliższym czasie Petronas planuje rozpoczęcie wydobycia gazu na złożach obwodu Surchandaryjskiego. Koszt tego przedsięwzięcia to 660 mln USD.

Wydobycie gazu ziemnego w Uzbekistanie w latach 2002–2012 w mld m³

Rok	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Ilość	51,9	52,0	54,2	54,0	54,5	59,1	62,2	60,0	59,7	57,0	56,9

Źródło: BP Statistical Review of World Energy, June 2014, 21.

Trzecim ważnym inwestorem w Uzbekistanie są Chiny. W drugiej połowie grudnia 2011 r. rozpoczęto budowę trzeciej nitki gazociągu Uzbekistan–Chiny. W październiku 2011 r. Uztransgaz i PetroChina International Company Limited podpisały porozumienie o transporcie gazu z Uzbekistanu do Chin. Budowę gazociągu Uzbekistan–Chiny rozpoczęto 30 czerwca 2008 r., pierwszą nitkę oddano do eksploatacji 15 grudnia 2009 r., a drugą 20 października 2010 r. Oprócz firm z Rosji, Chin i Malezji na uzbeckich złożach gazu działalność prowadzą spółki z Niemiec, Korei i Szwajcarii.

Spadek wydobycia ropy naftowej w Uzbekistanie spowodował, że w celu zbilansowania krajowego rynku paliw kraj ten przystąpił do realizacji inwestycji, których celem jest zwiększenie udziału gazu jako paliwa dla transportu. W pierwszych dniach listopada 2010 r. państwowy koncern Uzbekneftegaz poinformował o utworzeniu spółki joint venture do produkcji paliw syntetycznych z gazu ziemnego. W skład konsorcjum weszły malezyjski Petronas i południowoafrykański Sasol. Początek produkcji zaplanowano na 2014 r. Do produkcji 1,3 mln ton paliw rocznie fabryka będzie zużywać 3,5 mld m³ gazu.

Kazachstan

W porównaniu z Turkmenistanem i Uzbekistanem w Kazachstanie do wydobycia gazu ziemnego na skalę przemysłową przystąpiono najpóźniej. Co prawda, eksploatację złóż gazu zlokalizowanych na Półwyspie Magyszlak i Niece Nadkaspjskiej planowano rozpocząć w końcu lat 60. ubiegłego stulecia, ale priorytet na wiele lat w kopalnictwie węglowodorów nadano wydobyciu węgla kamiennego i ropy naftowej.

Po rozpadzie Związku Radzieckiego i ogłoszeniu niepodległości sektorem wiodącym w przemyśle wydobywczym Kazachstanu została ropa naftowa, a dopiero potem gaz ziemny. Pod koniec XX w. wzrosło zainteresowanie produkcją gazu ziemnego, co było wynikiem m.in. wzrostu nakładów na prace geologiczne na lądzie i szelfie Morza Kaspjskiego.

Państwowy Komitet ds. Surowców Naturalnych RK złożył gaz ziemny na początku obecnego stulecia oceniał na 5 bln m³. Z tego 3,7 bln m³ zlokalizowano na 172 złożach lądowych, ze złóż szelfowych włączono tylko 1,3 bln m³ na złożu Kaszagan. Na cztery położone w zachodniej części kraju obwody przypada 95% wydobycia, a dwa z nich – Zachodniokazachski i Atyrauski pokrywają 73% obecnej produkcji.

Na początku pierwszej dekady XXI w. roczne wydobycie gazu ziemnego nie przekraczało 15 mld m³. Prognozy zakładały, że już w 2010 r. wydobycie wyniesie 35 mld m³, a w 2015 r. 40–45 mld m³, krajowe zużycie oceniono na około 16 mld m³.

Wydobycie gazu w Kazachstanie w latach 2006 i 2007 w mld m³

Wyszczególnienie	2006	2007
Ogółem	26,7	29,2
Gaz ziemny	14,1	16,7
Gaz odpadowy	12,3	12,5

Źródło: Komitet Statystyczny RK, Astana 2008.

W celu obsługi eksportu gazu w 2002 r. utworzono przedsiębiorstwo KazRosGaz, którego akcjonariuszami są KazMunajGaz – 50%, Gazprom – 30% i Rosneft – 20%. KazRosGaz zapewnia eksport na rynek rosyjski i unijny. Eksport gazu jest realizowany gazociągami Azja-Centrum, a następnie magistralami gazpromowskimi w kierunku europejskim.

Obecnie strategicznym złożem gazu ziemnego Kazachstanu jest Karaczaganak, którego udokumentowane zasoby wynoszą 1,35 bln m³ i 5 mld ton ropy. Operatorem projektu jest Agip i BP, oba koncerny posiadają po 32,5% akcji. Ponadto, w składzie konsorcjum są ChevronTexaco – 20% i Lukoil – 15%. Gaz z tego złoża

jest transportowany do Orenburga w Rosji, gdzie w miejscowych zakładach chemicznych jest poddawany przeróbce, a następnie przesyłany do odbiorców europejskich.

Azerbejdżan

Ropa i gaz są nie tylko najważniejszymi sektorami azerskiej gospodarki, ale wyznaczają rolę Azerbejdżanu w polityce regionalnej. Udział ropy naftowej w produkcji krajowym brutto ma wzrosnąć z obecnych 51,3 do 61% w 2015 r. W 2010 r. Azerbejdżan wyeksportował 31,9 mln ton ropy naftowej o wartości 18,5 mld USD (27,8 mln ton o wartości ok. 12 mld USD w 2009 r.). Udział ropy naftowej w ogólnym eksporcie Azerbejdżanu wyniósł 86,5% (81,6% w 2009 r.). Na unijnym rynku energetycznym sprzedano 15 mln ton ropy i 6 mld m³ gazu.

W 2010 r. w Azerbejdżanie wydobyto 26,234 mld m³ gazu ziemnego. W ocenie agencji 1news.az, powołującej się na dane Państwowego Komitetu Statystyki RA, jest to wzrost o 11,2% w porównaniu z 2009 r., kiedy to wydobycie wyniosło 23,58 mld m³, a w 2008 r. 22,84 mld m³. AMOK i inne spółki prywatne w 2009 r. wydobyły 10,1 mld m³, a SOCAR 7 mld m³.

Wydobycie gazu ziemnego w Kazachstanie w latach 2002–2012 w mld m³

Rok	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Ilość	9,1	11,9	13,1	13,5	13,9	16,7	18,7	17,9	17,7	19,3	19,7

Źródło: BP Statistical Review of World Energy, June 2014, 21.

W perspektywie krótkookresowej wzrośnie znaczenie Azerbejdżanu jako producenta gazu ziemnego. Przyszłość „dużego azerskiego gazu” związana jest z realizacją drugiego etapu eksploatacji złoża Szach Deniz oraz polityki energetycznej Rosji w regionie Morza Kaspjskiego. Kontrakt na zagospodarowanie szelfowego złoża Szach Deniz podpisano 4 czerwca 1996 r. W skład konsorcjum wchodzi: BP (operator) – 25,5%; Statoil – 25,5%; SOCAR – 10%; NICO – 10%; Total S.A. – 10%, LukAgip – 10% i TPAO – 9%.

Zasoby gazu złoża Szach Deniz ocenia się na 1,2 bln m³. Roczne wydobycie planowane jest na poziomie 16 mld m³, z tego 6 mld m³ będzie eksportowane do Turcji, a 10 mld m³ do UE. Projekt Szach Deniz od 1996 r. realizuje konsorcjum w składzie: BP – 25,5%, Statoil – 25,5%, SOCAR – 10%, Lukoil – 10% i TPAO – 9%. Wydobycie gazu z tego złoża rozpoczęto w 2006 r., a w 2007 r. – eksport do Gruzji i Turcji.

Na V konferencji „Caspian Oil and Gas Energy and Transportation” Choszbacht Jusifzade, zastępca dyrektora generalnego SOCAR ds. geologii, poinformował o planowanej produkcji gazu na złożu Szach Deniz, która w 2017 roku ma zostać zwiększona do 25 mld m³. Równocześnie Jusifzade potwierdził, że SOCAR planuje zakończenie negocjacji umowy PSA w 2–3 lata, obejmującej wydobycie węglowodorów z głębokich pokładów złoża Azeri-Czirag-Gunesli – ACG. Głębokie zasoby złoża ACG są oceniane na 200–250 mld m³, a ich wydobycie mogłoby zostać rozpoczęte w 2017 r. 24 listopada 2012 r. państwowy koncern SOCAR poinformował o odkryciu nowego złoża w strukturze Umid, zawierającego 200 mld m³ gazu oraz 30–40 mln ton kondensatu. Całość zapasów oceniono na 250 mld m³. Prace na Umidzie były realizowane samodzielnie przez SOCAR.

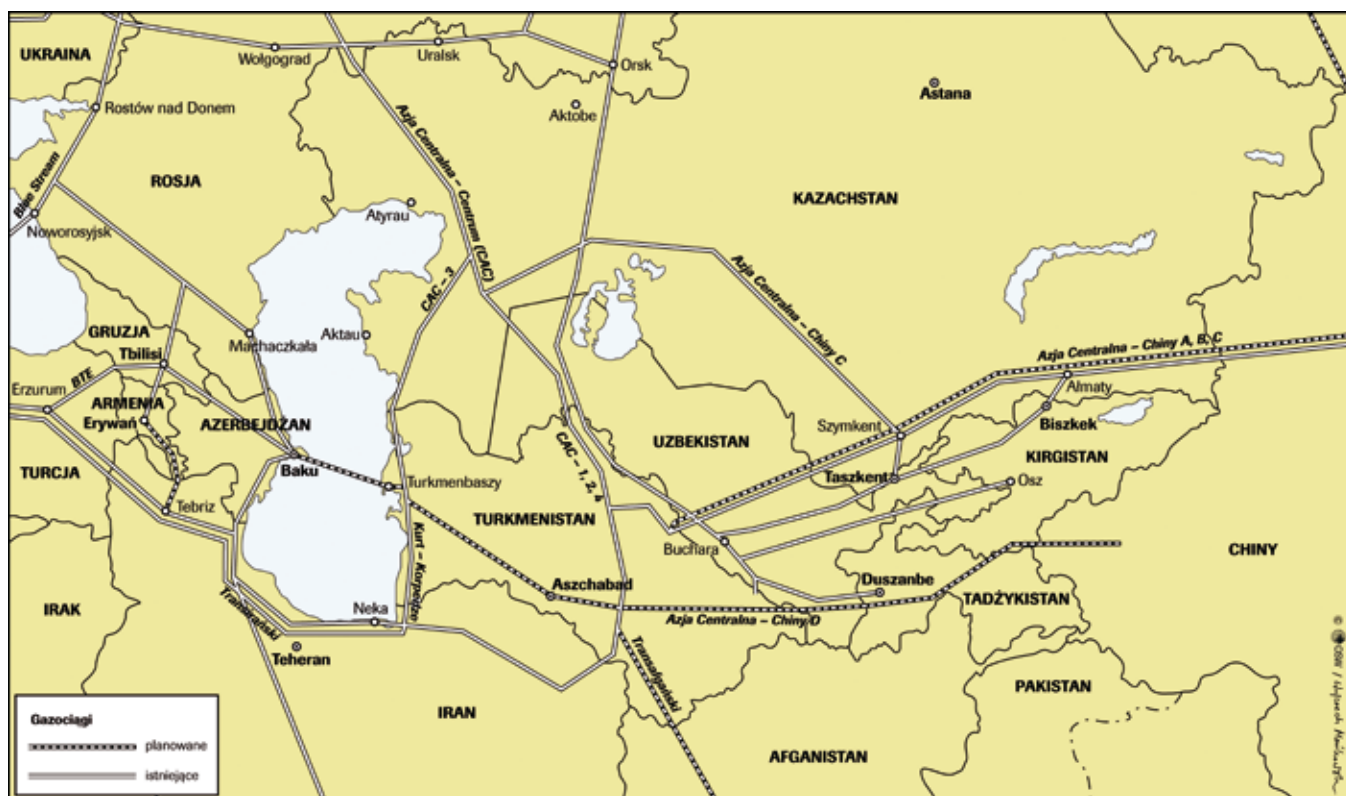
Podstawowym problemem rozwoju sektora gazowego Azerbejdżanu jest „wyprowadzenie gazu” w kierunku rynków europejskich. W ostatnich latach w Baku rozważano cztery projekty: promowany przez BP South East European Pipeline (SEEP), Interconnector Turkey–Greece–Italy (ITGI), Trans-Adriatic Pipeline (TAP), Trans-Anatolian Gas Pipeline (TAGP), unijny projekt Nabucco oraz pierwszy projekt gazu skroplonego w regionie Morza Kaspijskiego Interconnector Azerbaijan–Georgia–Romania (AGRI).

1 kwietnia 2011 r. oddano do eksploatacji nową stację kompresorową na magistrali gazowej Azerbejdżan–Iran, która pozwala zwiększyć eksport azerskiego gazu na irański rynek z 350 mln do 1 mld m³ rocznie.

Tym samym strony rozpoczynają realizację zawartego w styczniu 2012 r. kontraktu, który znacznie zwiększa dostawy azerbejdżańskiego gazu na rynek irański. Budowa stacji kompresorowej

jecha, prezydenta Azerbejdżanu, oraz Recepta Erdogana, premiera Turcji, podpisano pakiet dokumentów dotyczących azersko-tureckiej współpracy gazowej. Jest to istotny postęp w trwających od kilku lat negocjacjach gazowych obu krajów i sygnał o ich wspólnym dążeniu do uruchomienia eksportu gazu na Zachód, lobbowanym przez UE południowym korytarzem (w tym szlakami ITGI i Nabucco). Chociaż podpisane dokumenty mają ogólny charakter, to stanowią podstawę do prowadzenia dalszych rozmów i zawierania kontraktów.

W drugiej połowie 2011 r. Azerbejdżan i Turcja dokonały korekty swoich inwestycji gazowych. Zamiast udziału w projekcie Nabucco, który w zamyśle unijnych ekspertów miał stanowić przeciwwagę dla rosyjskiej ekspansji rurociągowej, Ankara i Baku przystąpiły do realizacji mniej ambitnego, ale bardziej pragmatycznego projektu – Trans-Anatolia Gas Pipeline Anadolu (TANAP).



Źródło: Ośrodek Studiów Wschodnich im. Marka Karpia (www.osw.waw.pl).

oraz realizacja kontraktu są świadectwem kontynuacji przez Baku polityki dywersyfikacji tras i odbiorców gazu. Zgodnie z zawartym w styczniu 2012 r. pięcioletnim kontraktem, Azerbejdżan już w tym roku prześle do Iranu ok. 1 mld m³ gazu.

Obecnie najważniejszą sprawą dla rozwoju przemysłu paliwowego Azerbejdżanu jest dokonanie wyboru tras eksportu gazu w kierunku Europy. Ośrodek analityczny Russenergy 13 stycznia 2012 r. – powołując się na wypowiedź Rovnaga Abdulajewa, prezesa zarządu SOCAR, dla agencji Reuters – poinformował, że ostateczne decyzje zapadną w najbliższych latach. Projekty priorytetowe to SEEP, ITGI i TAP.

Bardzo ważnym dla Azerbejdżanu partnerem w sektorze gazu jest Turcja. 7 czerwca 2011 r. w Stambule, w obecności İlhama Ali-

Projekt TANAP jest zarezerwowany tylko dla przesyłu gazu z Azerbejdżanu i stwarza warunki do wykorzystania już istniejących na terytorium Turcji gazociągów. Jeżeli Azerbejdżan w 2025 r. planuje wydobycie gazu na poziomie 50 mld m³, to już teraz musi przystąpić do zapewnienia mocy przesyłowych dla jego eksportu. W projekcie TANAP 20% posiada turecki Botas, a 80% azerski SOCAR. Udziałem w projekcie jest zainteresowany francuski TOTAL. Gazociąg TANAP przeznaczony jest dla eksportu 20 mld m³.

Projekt ITGI jest dla Azerbejdżanu i innych krajów-producentów optymalnym rozwiązaniem dla otwarcia korytarza południowego. Dzięki gazociągowi z Grecji do Bułgarii (gazociąg IGB), system ITGI, możliwa będzie dywersyfikacja dostaw gazu do Europy Po-

ludniowo-Wschodniej. Azerbejdżan i Turcja rozpoczęły także prace nad projektem Gazociąg Transanatlijski. Jego wstępne koszty to 5–6 mld USD. Ten nowy projekt będzie mieć moce przesyłowe 16–17 mld m³ gazu rocznie.

Koncern paliwowy SOCAR w drugiej połowie listopada 2011 r. poinformował, że eksport azerskiego gazu może rozpocząć się wcześniej niż planowano, czyli przed 2017 r. Takie oświadczenie wydał Murad Gejdarow, doradca prezesa SOCAR, na konferencji Europejskie Perspektywy Morza Kaspijskiego. Importerami będą Bułgaria, Rumunia, Węgry, Grecja, Macedonia i Serbia. Obecnie prowadzone są techniczne badania nad przesyłem gazu rurociągiem Baku–Tibilisi–Erzurum, tzw. południowokaukaskim gazociągiem. SOCAR już podpisał porozumienie z Bulgargasem na eksport do Bułgarii 1 mld m³ gazu rocznie.

Azerbejdżan zainteresowany jest eksportem gazu na Ukrainę, co potwierdził jeszcze w 2011 r. uczestniczący w Czarnomorskim Forum Ekonomicznym w Jalcie Natiq Alijew, minister przemysłu i energetyki Azerbejdżanu, który poinformował o możliwości realizacji dostaw na Ukrainę 5 mld m³ gazu rocznie. Eksport surowca mógłby się odbywać w ramach projektu AGRI, który przewiduje przesył skroplonego gazu do portu w Konstancy. W tym celu strona ukraińska planuje budowę terminalu LNG w Odessie. Równocześnie Natiq Alijew potwierdził gotowość Azerbejdżanu do eksportu na Ukrainę 5 mln ton ropy naftowej. Kwestie dostaw gazu LNG i ropy naftowej dla Ukrainy miały zostać uregulowane międzyrządowymi porozumieniami.

O tym, jak w ostatnich latach zmienił się sektor gazowy Azerbejdżanu, świadczą następujące fakty. Azerbejdżan z kraju importera stał się eksporterem gazu. Jeszcze do 2007 r. Rosja eksportowała gaz do Azerbejdżanu specjalnie zbudowanym gazociągiem Mozdok–Kazimagomed. Obecnie gazociąg ten, którego roczne moce przesyłowe wynoszą 5 mld m³, pracuje w kierunku rewers. Wydobycie gazu ziemnego wzrosło z 5 mld m³ w 2004 r. do 26 mld m³ w 2010 r. Oprócz tego GNKR planuje zająć się głębokimi zasobami na złożu Aazeri–Czirag–Giuneszli. Eksperti oceniają, że złożo to może zawierać 300 mld m³ gazu.

Najdłuższy gazociąg świata, czyli transport środkowoazjatyckiego gazu do Chin

Projekt budowy gazociągu z Azji Środkowej do Chin zainicjował nieżyjący już prezydent Turkmenistanu, Saparmurad Nijazow, który w czerwcu 2006 r. podpisał wstępną umowę w sprawie budowy tego rurociągu. W tym czasie głównym celem turkmeńskiego przywódcy było zabezpieczenie w perspektywie długookresowej dywersyfikacji eksportu gazu, co w praktyce oznaczało pozbycie się rosyjskiego monopolu. Ta polityka gazowa jest konsekwentnie realizowana przez Gurbanguły Berdymuhamedowa, obecnego prezydenta Turkmenistanu.

Już 14 grudnia 2009 r. na złożu Samandepa w północno-wschodnim Turkmenistanie odbyła się uroczystość oddania do eksploatacji pierwszej nitki gazociągu Azja Środkowa–Chiny. Udział w niej wzięli prezydenci Chin, Turkmenistanu, Kazachstanu i Uzbekistanu – krajów, przez który biegnie gazociąg. Gazociąg ten ciągnie się od Turkmenistanu, przez Uzbekistan i Kazachstan, do Ujgurskiej Prowincji Autonomicznej w Chinach.

Już w 2010 r. gazociąg ten dostarczył chińskiemu koncernowi China National Petroleum Corporation (CNPC) ok. 13 mld m³

gazu, a moce projektowe tej magistrali gazowej wynoszą 40 mld m³. Na terytorium Azji Środkowej gazociąg ma 1,8 tys. km długości, a w Chinach przebiega jeszcze przez 5 tys. km. Jest to pierwsza tak ważna pod względem politycznym i gospodarczym inwestycja, która pozwala na transport i dostawy gazu z Turkmenistanu, Kazachstanu i Uzbekistanu z pominięciem Rosji. W rezultacie realizacja tego projektu osłabiła gazową pozycję Rosji w regionie i na świecie.

Niezależni producenci kontra Gazprom

6 czerwca 2014 r. w Astrachaniu, podczas posiedzenia Komisji ds. Kompleksu Paliwowego przy Prezydencie FR, jednym z punktów obrad była sprawa zamiany gazu środkowoazjatyckiego i azerskiego, który kupuje Gazprom, na gaz od niezależnych rosyjskich producentów. Obecnie Gazprom kupuje gaz z Azerbejdżanu, Kazachstanu, Turkmenistanu i Uzbekistanu i sprzedaje go w Europie za pośrednictwem swojej spółki w Zurychu – Gazprom Schweiz. Gaz ten przesyłany jest do odbiorców gazpromowskimi gazociągami jako gaz tranzytowy i jest zwolniony z opłat celnych. Statystyka Federalnej Służby Celnej FR wykazała, że w 2013 r. było to 35,7 mld m³ gazu, czyli ponad 18% ogólnej wielkości eksportu, który wyniósł 196,4 mld m³ gazu – równowartość 4,3 mld USD. Tym samym na porządku dnia niezależni producenci gazu postawili sprawę opłat celnych na środkowoazjatycki i azerski gaz, dostarczany przez Gazprom w kierunku europejskim. Celem jest zamiana tego gazu na gaz rosyjski, ale wydobywany przez Nowatek, Lukoil czy Rosneft. W ocenie niezależnych ekspertów rynku gazowego, zamiana ta potrwa od 3 do 5 lat. Będzie to związane z tym, że należy w stosunkowo krótkim czasie podpisać nowe kontrakty, które pozwolą niezależnym producentom sprzedawać swój gaz na europejskim rynku.

Potencjał surowcowy jest nie tylko motorem rozwoju i modernizacji Turkmenistanu, Azerbejdżanu, Kazachstanu i Uzbekistanu, ale też ważnym instrumentem polityki regionalnej tych krajów. Obecnie region Morza Kaspijskiego to bardzo złożona sieć interesów Rosji, Turcji, Chin, Malezji i Unii Europejskiej. Należy zakładać, że już w perspektywie średniookresowej region ten będzie jednym z najważniejszych ośrodków wydobycia gazu ziemnego na świecie. Dla Azerbejdżanu, Kazachstanu, Turkmenistanu i Uzbekistanu gaz ziemny będzie nie tylko źródłem zasilania budżetu i całej gospodarki, ale też ważnym towarem eksportowym.

Aleksander Wasilewski
radca w Ministerstwie Spraw Zagranicznych,
ekspert rynku ropy i gazu.

Dobór i eksploatacja armatury kulowej PMSS w gazownictwie

Zbigniew Rudzki

Niniejszy artykuł stawia sobie za cel poinformowanie użytkowników zaworów kulowych, zwłaszcza służb zajmujących się zakupami i eksploatacją, o uwarunkowaniach i ograniczeniach technicznych wynikających z konstrukcji PMSS (skrót od: *Primary Metal – Secondary Soft*) dla wysokich ciśnień.

Od wielu lat dla zastosowań w gazociągach wysokiego i średniego ciśnienia oraz tłoczniach gazu zdecydowanie najliczniejszą grupę stanowią zawory PMSS, które preferują zarówno producenci, jak i kupujący, ze względu na niższe koszty produkcji, łatwość zabudowania gniazd dwukierunkowych z DPE (*Double Piston Effect* – efekt podwójnego tłoka), posiadające wtórne uszczelnienie wykonane przeważnie z elastomerów. Zgłoszenie patentowe na zaawansowaną konstrukcję PMSS, zawierającą DPE, w formie bardzo zbliżonej do obecnie stosowanej, pochodzi z 1961 roku.

Korzystanie z zaworów PMSS niesie wiele pułapek, co do których wiedza nie tylko użytkowników, ale i producentów, jest niedostateczna, co pokazuje praktyka. W żadnej DTR czy instrukcji obsługi nie znajdziemy odniesień do opisanych zjawisk, towarzyszących miękkim uszczelkom i profilaktyce przy ich eksploatacji.

Za jeden z licznych negatywnych przykładów mogą posłużyć zawory DN 900, PN 10,0 MPa, z uszczelnieniami elastomerowymi, w liczbie kilkudziesięciu sztuk, uznanego światowego producenta, które po roku eksploatacji, wskutek dużych nieszczelności zamknięcia, zostały zamienione na model niebędący PMSS.

Doświadczenie tego typu uczy nieulegania zabiegom PR-owskim producentów. W istocie rzeczy, wybór bardzo dobrej armatury kulowej PMSS jest mocno ograniczony.

Od renomowanej armatury kulowej PMSS wymaga się „dużych średnic” żywotności i szczelności przez 25 lat, przy rocznych liczbach cykli zamknięć od 50 do 100, w zależności od średnicy, co ewidentnie dla wymienionych zaworów nie zostało spełnione.

Autor tego artykułu bazuje na własnych doświadczeniach z okresu piętnastu lat, udokumentowanych i zdiagnozowanych przez siebie przyczynach utraty szczelności armatury PMSS. Jakiegokolwiek skojarzenia z producentami nie są zamiarem poniższego opracowania.

Normy

Podstawowe wymagania stawiane armaturze kulowej PMSS są w branży ogólnie znane. Są to m.in. certyfikowany system jakości dla producenta, spełnienie „dyrektywy ciśnieniowej” 97/23/WE, deklaracja CE, konstrukcja zgodna

z PN-EN 14141:2005, pełna zgodność spawalnicza z PN-EN ISO 3834-2, klasa szczelności A wg PN-EN 12266-1, świadectwa materiałowe min. 3.1 wg PN-EN 10204 na elementy poddane ciśnieniu itd.

Niestety, nie są znormalizowane w EN/PN wystarczająco szczegółowo wymagania co do doboru, kontroli i zabudowy miękkich uszczelnień. Anex B normy PN-EN14141 dotyczy badań odporności elastomerów na wybrane płyny w gazie ziemnym, natomiast aneks D traktuje o badaniach funkcjonalnych w gazie czystym. Niedosyt polega na tym, że w eksploatacji spotykamy szerszą gamę szkodliwych związków chemicznych, natomiast warunki przeprowadzenia prób wg aneksu D zupełnie odbiegają od rzeczywistych, w których mamy do czynienia z elastomerami nasyconymi na wskroś medium gazowym. Badanie typu wg aneksu D, aby przybliżyć się do rzeczywistości, wymagałoby 2-dniowego lub dłuższego poddawania zaworu na ekspozycję gazu przed każdą próbą ruchu.

Duże koncerny tworzą własne specyfikacje, stawiające wymagania uszczelnieniom, szczególnie elastomerom, np. co do homologacji AED.

Budowa uszczelnień PMSS z DPE

Określenie „PMSS” odnosi się do uszczelnienia między kulą a gniazdem. Zawór kulowy tego typu zawiera dwa gniazda, w niewielkim zakresie samonastawialne w stosunku do kuli. Gniazdo jest elementem konstrukcyjnym osadzonym w korpusie posiadającym zabudowany system uszczelnienia głównego, będącego w kontakcie z kulą, oraz drugi, między gniazdem a korpusem, zawierający uszczelnienie statyczne (dla systemu pracy zaworu SR – gniazda jednokierunkowe) lub dynamiczne (dla *Bi-directional Seating System* – DPE), w skład którego wchodzi elementy miękkie, z reguły z elastomerów i/lub poliamidów.

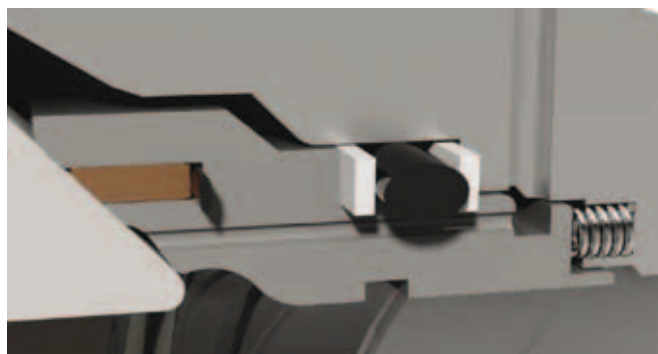
Uszczelnienia zabudowane do zaworu poddane są wstępnej kompresji (elastomery) lub naciskowi (poliamidy) – w celu zapoczątkowania działania. Wstępny docisk gniazda uzyskuje się najczęściej poprzez system sprężyn. Przeciętnie wartość tej siły dla podstawowych wykonań PMSS wynosi dla DN 900 około 10 kN na gniazdo.

Znane są też rozwiązania dla przepływu jednokierunkowego, gdzie zabudowane są w jednym zaworze gniazda o odmiennej konstrukcji.

W celu zwielokrotnienia nacisku wstępnego gniazda na kulę zawory kulowe korzystają z „efektu tłoka”, polegającego na wykorzystaniu różnicy ciśnień przesyłanego medium po pełnym zamknięciu lub otwarciu zaworu i stworzonej konstrukcyjnie „powierzchni różnicowej”. Innym rzadkim rozwiązaniem jest doprowadzenie zasilania gniazda z zewnątrz. Standardem wykonania dla PMSS dla potrzeb gazownictwa jest DBB (*Double Block and Bleed* – podwójna blokada i zaślepienie). Wykonanie z funkcją DPE powoduje, że dysponujemy jakby dwoma zaworami w jednym, gdyż każde z dwóch gniazd zaworu może zamknąć przepływ z użyciem „efektu tłoka” zarówno od ciśnienia w rurociągu, jak i w korpusie zaworu, w zależności od miejsca występowania większego ciśnienia. Dla płynów stosuje się przeważnie zawory bez tej funkcji, ponieważ umożliwiają automatyczne odprężenie korpusu (gniazda SR – *self relieving*).

Używając określenia PMSS, mamy na myśli uszczelnienie podstawowe kula–gniazdo, realizowane poprzez kontakt metaliczny, natomiast uszczelnienie miękkie stanowi uszczelnienie wtórne dla przecieku i służy do niezawodnego zainicjowania „efektu tłoka”.

Uszczelnienie główne może składać się z jednego lub kilku obwodów uszczelki, może być asymetryczne lub symetryczne oraz wykonane z użyciem różnych materiałów. Stosowane jest również bardzo dobre rozwiązanie, w którym oprócz „efektu



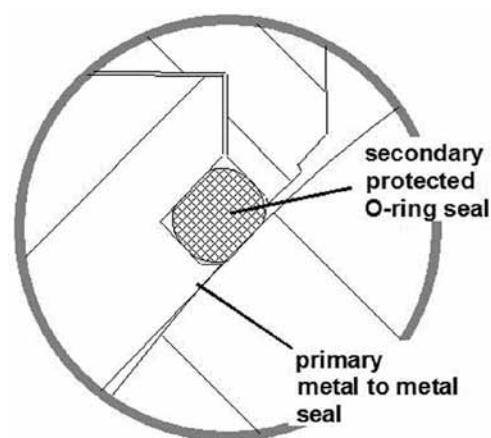
Przekrój gniazda PMSS z aktywnym uszczelnieniem miękkim.

tłoka” na gnieździe następuje drugi tego typu efekt, działający równolegle i powodujący zmienny docisk uszczelki do kuli.

Ruchoma uszczelka (nazywana też dynamiczną) pomiędzy gniazdem a korpusem jest niezbędnym elementem budowy „efektu tłoka” dla DPE.

Zamieszczone powyżej zdjęcie modelu – przekrój przez gniazdo PMSS/DPE – wiernie pokazuje **optymalne rozwiązanie dla PMSS**. Zawory w tym wykonaniu są produkowane w Europie i zdobywają najwyższe uznanie, gdyż są niewrażliwe na szybkie dekompresje i zanieczyszczenia medium.

Kolorem beżowym oznaczono główną uszczelkę miękką z poliamidu (modyfikowany nylon), której towarzyszą po obu stronach obwody metalicznego uszczelnienia gniazdo–kula, będące w kontakcie z kulą przy każdym kącie jej obrotu, stanowiące niezawodny zgarniacz zanieczyszczeń, i zabezpieczają uszczelnienie miękkie od strony rurociągu i wnętrza korpusu. Mamy tu do czynienia z niezależnym efektem tłoka dla samej uszczelki poliamidowej, realizowanym przez nacisk wstępny pierścienia elastomerowego umiejscowionego na dnie row-



Schemat standardowego gniazda PMSS.

ka i docisk dynamiczny ciśnieniem tam zamkniętym podczas przestawiania kuli i/lub przez ewentualny przeciek na obwodzie metalowym. Dalej (po prawej stronie) znajduje się *o-ring* z elastomeru, zabezpieczony dwoma pierścieniami antyekstruzyjnymi (kolor biały), odpowiadający za efekt DPE dla całego gniazda.

Standardowe wykonanie zaworu PMSS bazuje na uszczelnieniu kuli na jednym obwodzie uszczelnienia metalowego (od strony rurociągu) i uszczelce elastomerowej, która pod wpływem nacisku gniazda na kulę wycofuje się do swojego rowka. Osadzenie w rowku uszczelki *o-ring* wymaga gniazda dwuczęściowego, a w formie *delta-ring* osadzenia w gnieździe jednoczęściowym z pomocą pierścienia osadczego.

W tym wykonaniu wstępny docisk nie prowadzi do kontaktu metal–metal, co powoduje przy przestawianiu zaworu zgarzanie zanieczyszczeń w obszar uszczelnienia metalicznego. Wprowadzenie przed uszczelkę elastomerową, jako element modernizacji gniazda, zgarniacza w postaci pierścienia poliamidowego powoduje utratę konfiguracji PMSS.

Rowki przy osadzeniach uszczelki elastomerowej muszą posiadać, odnosząc umiejscowienie do pozycji na tarczy zegara na godz. 9.00 i 3.00, otworki odprowadzające ciśnienie z dna rowka. Ich brak powoduje nieuchronne wyrzucenie uszczelki z rowka i odcięcie jej krawędzią kuli na godz. 9.00, podczas zamykania/otwierania zaworu przy dużym nadciśnieniu w korpusie w stosunku do rurociągu – niezbędny jest więc system wyrównania ciśnień w przestrzeniach zaworu.

Powracając do kształtu podstawowej uszczelki, to typowe dla rozwiązań włoskich stosowanie *delta ring* jest tańsze w produkcji, ale nie optymalne dla systemu uszczelniania, ponieważ dla osiągnięcia pożądanego sprężenia wstępnego (najkorzystniej 10–15% objętości) wysunięta jest około 1 mm (*o-ring* od 0,3 do 0,5 mm) ponad powierzchnię obwodu metalowej uszczelki i narażona na przypieranie przez krawędź kuli do krawędzi rowka, a w konsekwencji – na uszkodzenie.

Istotną wadą PMSS z jednym obwodem uszczelnienia metalicznego jest szczelina między uszczelką elastomerową a korpusem, która przy rozgazowaniach korpusu stanowi szczelinę ekstruzyjną.

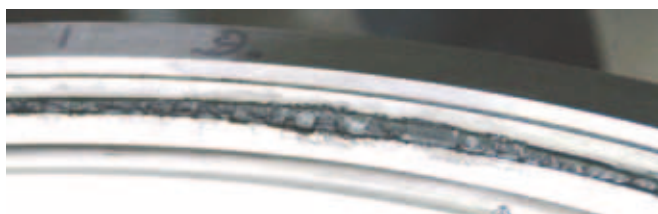
Kolejną nagminną wadą jest niestosowanie pierścieni antyekstruzyjnych lub stosowanie tylko jednego dla zabezpieczenia dynamicznej uszczelki odpowiedzialnej za DPE.

Zdefiniowanie problemu

Podstawowym zagrożeniem dla zaworów kulowych z punktu widzenia użytkownika jest utrata szczelności zamknięcia, jako konsekwencja uszkodzenia uszczelnień w gniazdach lub powierzchni kuli. Parametrem weryfikującym jest przeciek poprzez gniazdo do odgazowanej przestrzeni korpusu, mierzony w warunkach terenowych manometrem lub przepływomierzem. Badanie szczelności nie świadczy w wystarczającym stopniu o stanie technicznym systemu uszczelnień i stopniu jego degradacji – w danym momencie pokazuje przeciek.

Autor miał do czynienia (tylko w ostatnich pięciu latach) z ponad 20 awariami zaworów kulowych podziemnych, konstrukcji spawanej, o średnicach od DN 400 do DN 900, PN 10 MPa, o nieszczelnościach tak dużych, że określano je jako bardzo duże lub niemierzalne. Były to zawory w standardowym wykonaniu, w których żadna z uszczelki elastomerowych nie miała homologacji AED, i okresie użytkowania do momentu wymontowania z instalacji bardzo krótkim, tj. od 4 do 8 lat, mających liczbę cykli zamknięcia poniżej 300, a pełnych rozgazowań mniej niż 30. Reasumując, temat dotyczy prawie nowych zaworów.

Najsłabszym ogniwem okazywały się uszczelki elastomerowe w uszczelnieniu głównym przelotu (kontakt kula–gniazdo), następnie pierścienie przesuwne, odpowiedzialne za DPE. Uszkodzenia te stanowiły wyłączną przyczynę nieszczelności 80% liczby zaworów i nie były wynikiem normalnego zużycia; dla



Zniszczenie dekompresyjne uszczelki głównej w DN 900 na godz. 9.00.

pozostałych 20% na brak szczelności wpływały również zanieczyszczenia medium, głównie po pracach spawalniczych.

Proces degradacji elastomerów w warunkach eksploatacyjnych wraz z upływem czasu występuje zawsze, natomiast jego natężenie może być różne w zależności od jakości użytego elastomeru na uszczelki, konstrukcyjnego sposobu ich zabezpieczenia, prędkości rozgazowań, liczby cykli ruchowych, rodzaju i czystości medium, jakości obsługi serwisowej itd.

Przyczyną stwierdzanych rozległych uszkodzeń są defekty dekompresyjne i kompresyjne w elastomerach wskutek zmiany ich cech fizycznych w funkcji czasu eksploatacji, zaistniałe poprzez oddziaływanie na nie ciśnienia gazu oraz elementów zaworu (krawędzi kuli, powierzchni kuli). Opis ten ilustruje zdjęcie.

Badanie uszczelki elastomerowych z nieszczelnego zaworu po sześciu latach użytkowania na tłoczni gazu wykazało zmniejszenie granicy wytrzymałości na zerwanie do 50%, zmniejszenie wydłużenia do momentu zerwania o 10–15%, zmniejszenie twardości o ok. 50 Shore A, powiększenie wymiarów.

Przy twardości ok. 90 IHRD Shore A, dla metanu wartość progowa podatności na wystąpienia uszkodzeń dekompre-

syjnych to 50 bar, a podwyższone ryzyko jest dla ciśnień roboczych od około 35 bar.

Przebieg rozgazowania wnętrza zaworu DN 900 w pozycji „zamknięty”, przez króciec fabryczny 5/4”, zgodnie z DTR producenta, pokazuje wykres Δp (bar) w funkcji czasu (s).

Prędkości te są ewidentnie niedopuszczalne i prowadzą do zniszczeń elastomerów, w tym przypadku bez własności AED.

Badanie homologacyjne odporności na dekompresję wybuchową przeprowadza producent m.in. według procedury Total GS PW 142. Dla eksploatowanych zaworów pożądana prędkość to 0,5–1 bar/s.

Opis destrukcyjnych zjawisk fizycznych w elastomerach

Gwałtowna dekompresja (wybuchowa)

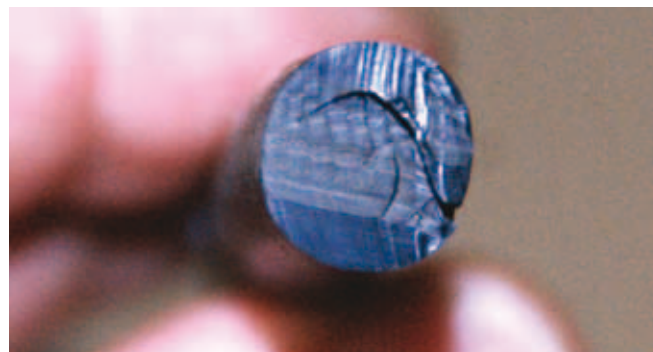
Znaczne uszkodzenia uszczelki elastomerowych na skutek gwałtownej (eksplozyjnej) dekompresji (*explosive decompression*, w skrócie ED) może wystąpić w warunkach wysokiej różnicy ciśnienia już po jednym cyklu dekompresji. Dekompresja powolna w określonych warunkach również może powodować podobne nieciągłości struktury.

Elastomery pochłaniają gaz wskutek dyfuzji, aż do nasycenia i utrzymują go w swojej strukturze w stanie sprężonym.



Pęcherze dekompresyjne w uszczelce „dynamicznej”.

W sytuacji gwałtownego obniżenia ciśnienia zewnętrznego, sprężony gaz tworzy zarodki defektów w uszczelnieniu (w wyniku nieciągłości struktury i w okolicach sztywnych wtrąceń pochodzących z procesu produkcji), rozpręża się, powodując nadymanie pustych przestrzeni.



Pęknięcia wytrzymałościowe w uszczelce „dynamicznej”.

Poszerzanie pustych przestrzeni powoduje uszkodzenie struktury elastomeru, skutkujące powstaniem pęknięć wewnętrznych, a na powierzchni często uwidocznionych w postaci bąbli i/lub pęknięć zewnętrznych.

Pokazane poniżej pęknięcie uszczelki głównej DN 900 na poz. godz. 11.00 nastąpiło w uszczelnieniu do kuli.



Zerwanie uszczelki głównej w DN 900 na godz. 11.00.

Pełne pęknięcie poprzeczne oraz rozsuniecie końców uszczelki elastomerowej [98 IHRD (Shore A)] w rowku zabudowy jest wynikiem utraty wytrzymałości elastomeru na rozciąganie w wyniku poddawania jej gwałtownym dekompresjom oraz nałożeniem się „zespołu godz. 9.00”, polegającym m.in. na wystąpieniu naprężeń rozciągających w uszczelce wskutek oddziaływania krawędzi kuli przy zamykaniu zaworu oraz poosiowej siły, wynikającej z usytuowania płaszczyzny gniazda względem osi obrotu kuli.

Ekstruzja

Gdy elastomery poddaje się działaniu wysokiego ciśnienia, zachowują się one jak płyny o bardzo wysokiej lepkości i są wciskane w szczelinę luzu po stronie niskociśnieniowej zabudowy. Wciśnięta objętość elastomeru zostaje fizycznie usunięta, gdy zamyka się szczelina luzu, wskutek czego w każdym cyklu ciśnienia uszczelka staje się coraz mniejsza, a w końcu ulega ona awarii.



Ekstruzja szczelinowa uszczelki głównej.

W przypadku gwałtownej dekompresji otoczenia zabudowy uszczelnienie zwiększa objętość.

W przypadkach niewłaściwie dobranej zabudowy następuje ekstruzja szczelinowa, często połączona z powstaniem pęcherzy.

Inne czynniki ryzyka, związane z elastomerami

■ Oddziaływanie krawędzi rowka

Odcisnięcie krawędzi rowka lub pierścienia osadczego występuje przy *delta-ring* i powoduje przekroczenie dopuszczalnych naprężeń ściskających, utratę elastyczności w tym obszarze i *nibbling*.

■ Stopień wypełnienia rowka uszczelki

Konstrukcyjnie najlepiej, jak rowek wypełniony jest w około 90%. W trakcie nacisku gniazda na kulę zostaje on wypełniony przy zachowaniu pożądanego sprężenia uszczelki elastomerowej.



Ekstruzja punktowa uszczelki głównej.

Gdy zaistnieje zjawisko, które określam jako „zespół godz. 9.00”, ruchy kuli względem gniazda powodują przy zamykaniu kompresję wzdłużną, skutkującą przy zbiegu innych czynników przepelnieniem rowka w okolicy godz. 9.00 i ekstruzję uszczelki.

Uwidocznione wałeczki, wysunięte z otworków odciążających, pochodzą z ubytków na uszczelce głównej od strony dna rowka na godz. 9.00.

■ Pęknięcie zmęczeniowe

■ Oddziaływanie chemiczne

Ważne jest, aby wybrać elastomer, który nie będzie nadmiernie puchnąć w kontakcie z medium, na działanie którego może być wystawiony (np. EPDM w kontakcie z metanem), co prowadzi do przepelnienia rowka i zmian twardości.

Szkodliwy, niszczący wpływ wywierają inhibitory korozji, bazujące na aminach. Wiele elastomerów stosowanych na uszczelnienia jest mało odpornych na działanie nasyconych i nienasyconych estrów kwasów tłuszczowych. Używanie handlowego oleju napędowego z dodatkami biododatków do przemywania gniazd jest szczególnie niepożądane.

■ Oddziaływanie niskiej temperatury.

W czasie gwałtownej dekompresji mamy do czynienia ze znaczącym spadkiem temperatury poniżej 0°C gniazda i zamontowanych uszczelnień. Obniżanie temperatury do obszaru przejścia szklistego powoduje utratę przez elastomer właściwości gumy. Wymagane jest odczekanie po rozgazowaniu na wyrównanie temperatur (przy DN 900 około 0,5 godz.).

■ Relaksacja.

Działania osłonowe

Działania takie są możliwe do zrealizowania i niezbędne, poczynając od projektu zaworu, poprzez produkcję, na eksploatacji kończąc. Można je wdrożyć także w odniesieniu do zaworów wykazujących niewielkie nieszczelności na zamknięciu przepływu, przez co odłożona zostanie w czasie ich wymiana.

Najlepszym rozwiązaniem jest nabycie zaworów PMSS o takiej budowie, w których opisane problemy nie wystąpią, tym bardziej że koszty ich nabycia są na zbliżonym poziomie.

Autor jest kierownikiem Działu Techniczno-Handlowego SGT EuRo-Pol GAZ s.a.

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

dokończenie ze str. 5

Odpowiadając na inicjatywę firm członkowskich, IGG zorganizowała wyjazdowe **Symposium Gazownicze 2014** dla przedsiębiorstw wyspecjalizowanych w zakresie produkcji i użytkowania urządzeń pomiarowych w gazownictwie, które odbyło się 28–31 sierpnia. Podstawową częścią programu były prezentacje przygotowane przez przedstawicieli firm uczestniczących w symposium, przedstawiające zarówno ich najnowsze rozwiązania techniczne, jak i najlepsze doświadczenia praktyczne w zakresie instalacji i użytkowania urządzeń gazowniczych (pomiarowych). Wzorem lat ubiegłych symposium stworzyło okazję nie tylko do wymiany opinii i poglądów w zakresie najnowszych osiągnięć technologicznych w gazownictwie, ale również do dyskusji na temat regulacji prawnych i procedur związanych z pomiarami w gazownictwie.

W ramach stałej współpracy z Izbą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie Andrzej

Schoeneich, dyrektor IGG, uczestniczył w Międzyzdrojach w XVIII Forum Ciepłowników Polskich. Udział w tej debacie był istotny dla procesu rozwoju ciepła systemowego opartego na gazie ziemnym (szerzej na str. 43).

1–5 czerwca 2015 roku w Paryżu odbędzie się **26. Światowy Kongres Gazowniczy**, któremu tradycyjnie towarzyszyć będzie wystawa gazownicza z udziałem producentów urządzeń gazowniczych i usługodawców z całego świata. Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom firm członkowskich, Izba Gospodarcza Gazownictwa zamierza zapewnić zainteresowanym firmom udział w ww. wystawie, organizując stoisko branżowe, na którym będą mogły zaprezentować swoje osiągnięcia konkretne firmy członkowskie. Celem przedsięwzięcia jest zwiększenie eksportu polskich firm działających w branży gazowniczej. Wszystkie firmy zainteresowane ww. promocją zapraszamy do współuczestniczenia w organizacji wspólnego stoiska. Szczegółowe informacje w biurze IGG.

Zarząd IGG, realizując uchwałę IV Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego z 25 kwietnia 2014 r., zdecydował o powołaniu przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa Zespołu ds. Analiz Rynku Gazu pod przewodnictwem Marka Kosowskiego. W skład zespołu weszli znani i cenieni eksperci, a także praktycy szeroko pojętej branży energetycznej. Zadaniem zespołu będzie monitorowanie i ocena rozwoju rynku gazu ziemnego w Polsce z uwzględnieniem zmian zachodzących w Unii Europejskiej i pozostałych częściach świata oraz proponowanie rozwiązań i działań, które powinny być przenoszone do podstawowych dokumentów regulujących rynek energii w Polsce, w tym do „Polityki energetycznej Państwa do 2050 r.”. Spotkanie inaugurujące ww. zespołu odbyło się 30 września 2014 r.

Agnieszka Rudzka

WYDARZENIA

dokończenie ze str. 7

422 mln EUR poniosłaby strona polska, a 136 mln EUR strona litewska. W październiku 2013 roku Komisja Europejska przyznała projektowi Gazowego Interkonektora Polska–Litwa status projektu o znaczeniu wspólnotowym.

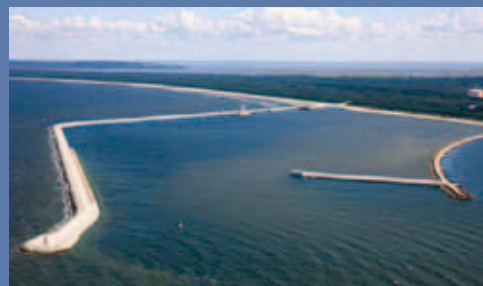
● **25 lipca br.** Sejm przyjął ustawę ws. podatku węglowodorowego. Ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym (SPW) wejdzie w życie 1 stycznia 2016 r. Ustawa wprowadza system opodatkowania wydobywanych kopaliny, m.in. ropy i gazu, który ma obowiązywać od 2020 r. Całkowitym obciążeniem inwestora ma być pobierana przez państwo renta surowcowa o docelowej wysokości ok. 40 proc. Na rentę tę składać się będą dwa podatki: SPW oraz podatek od wydobycia niektórych kopaliny. Stawka tego podatku będzie wynosić 3 proc. wartości surowca wydobytego ze złoża konwencjonalnego oraz 1,5 proc. dla złoża niekonwencjonalnego, w tym skał łupkowych.

Z MEDIÓW:

– *Polska ma obecnie techniczne możliwości zakupu do 75 proc. importowanego gazu ze źródeł innych niż rosyjskie, a po oddaniu do użytkowania terminalu LNG w Świnoujściu – 100 proc.* – poinformował Jan Chadam, prezes GAZ-SYSTEMU, w wywiadzie dla BiznesAlert.pl.

Możemy do Polski importować 5,5 mld m³ rocznie z rynku zachodniego. Rewers fizyczny zabezpiecza nas w razie przerwania dostaw. Daje także pewność naszym klientom, że dostawy będą ciągłe. Jeśli do tego dodamy 1,5 mld m³ w Lasowie, na granicy polsko-niemieckiej, i 0,5 mld m³ w Cieszynie, na granicy polsko-czeskiej, to razem mamy techniczne możliwości zakupu 7,5 mld m³ na rynku zachodnim.

Prezes Chadam dodał, że w interesie GAZ-SYSTEMU i Polski jest to, aby zdolności terminalu zaoferować także innym. Nie widzę żadnej konkurencji ani zagrożenia dla terminalu. Nawet jeśli rozbudujemy go do 7,5 mld m³, to żaden z krajów sąsiednich nie może stworzyć dla niego konkurencji. Polska jest krajem tranzytowym, więc spokojnie będzie mogła wykorzystać zasoby infrastrukturalne i czerpać z nich dodatkowe przychody. Być może, za chwilę trafi na eksport do Europy gaz z Ameryki Północnej. Nacisk na rynek może zmienić ceny. Dlatego kombinacja gazu skroplonego i surowca transportowanego gazociągami da optymalne rozwiązanie dla naszych potrzeb.



Energia elektryczna?

A może jednak gaz ziemny w transporcie?

Sławomir Nestorowicz

Trwają intensywne prace przygotowawcze nad przyjęciem i wdrożeniem dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych. Ta dyrektywa ma na celu wspomoczenie rozwoju rynku paliw alternatywnych w transporcie, przez budowę odpowiedniej, ujednoliconej infrastruktury.

Głównym motywem jest zmniejszenie stopnia uzależniania europejskiego transportu od importowanych z niestabilnych regionów świata surowców do produkcji paliw ropopochodnych. Ważne znaczenie ma też obniżenie poziomu emisji CO₂, a także związków szkodliwych dla zdrowia. Dyrektywa wskazuje na energię elektryczną, gaz ziemny (CNG oraz LNG), a także na wodór. Ponieważ wytwarzanie, magazynowanie oraz użycie wodoru jako paliwa w transporcie wciąż nie przekracza bariery eksperymentalnych rozwiązań, to realnie możemy mówić o dwóch rodzajach paliw alternatywnych mogących mieć zastosowanie w transporcie – energii elektrycznej oraz gazie ziemnym.

Oczywiście, z punktu widzenia użytkownika samochodu elektrycznego mamy do czynienia z wyjątkowo czystym środowiskowo i cichym pojazdem. Brak wibrujących części, cicha praca silnika elektrycznego, brak emisji jakichkolwiek spalin, minimalne zużycie energii podczas zatrzymywania się pojazdu na światłach – to niezaprzeczalne zalety użytkowe pojazdów elektrycznych. Bardzo często są one tak atrakcyjne dla użytkowników, że przykrywają istotne wady pojazdów elektrycznych. Są to ograniczony zasięg, szczególnie odczuwalny w okresie mrozów, kiedy obok oświetlenia to trudne warunki drogowe, ogrzewanie, praca wycieraczek czy układu wspomagania, a przede wszystkim niska temperatura powodują znaczne obniżenie pojemności energetycznej akumulatorów. Właśnie dlatego założenia wspomnianej na wstępie dyrektywy przewidują budowę w Polsce aż 46 000 miejsc ładowania. Takie układy

powinny być zwielokrotnione przez możliwość ładowania akumulatorów w porze nocnego parkowania oraz, dodatkowo, w czasie dziennego postoju np. w miejscu pracy. Potencjalny przyszły użytkownik sa-

mochodu elektrycznego powinien więc uwzględnić potrzeby swojego pojazdu i istniejące możliwości w takich miejscach.

Jak widać z powyższego, bardzo po-
bieżnego zestawienia, energia elektryczna, jako alternatywne źródło napędu w samochodzie nie jest wcale tak wygodna i bezproblemowa, jakby się mogło wydawać na pierwszy rzut oka. Dlatego o energii elektrycznej do napędu pojazdów mówimy w krajach o ciepłym klimacie, w których energię elektryczną wytwarza się w hydroelektrowniach albo w elektrowniach atomowych lub jej istotnym źródłem jest energia



wiatru lub słońca. Zupełnie inaczej ma się rzecz w przypadku paliwa, jakim jest gaz ziemny. Od wielu lat jest on wykorzystywany do napędu silników samochodowych w postaci sprężonego gazu ziemnego – CNG, a ostatnio także dynamicznie rozwijającego się zastosowania skroplonej postaci tego paliwa – LNG.

Wspomniana na wstępie dyrektywa przewiduje budowę na terenie naszego kraju kilkudziesięciu ogólnodostępnych punktów tankowania CNG oraz 4 stacji LNG. Założenia te wynikają z potrzeby ujednoczenia infrastruktury dla tego alternatywnego paliwa. Warto też zwrócić uwagę, że gaz ziemny jest jedynym paliwem, które może być wykorzystywane w transporcie na terenie Polski, bez potrzeby jego importu.

Silniki zasilane gazem ziemnym charakteryzują się bardziej cichą pracą. W porównaniu z paliwami ropopochodnymi emitują mniej gazów cieplarnianych oraz śladowe ilości związków szkodliwych dla zdrowia. Odpowiednio rozwinięta i zaprojektowana infrastruktura pozwalałaby na podróż samochodem napędzanym gazem ziemnym po całej Europie, a nie – jak obecnie – tylko w wybranych krajach.

W Polsce mamy też dobrze opracowane i zweryfikowane w praktyce standardy IGG budowy i eksploatacji stacji tankowania CNG. Przez ostatnie lata zgromadzono też wiele doświadczeń w zakresie odpowied-

niego projektowania i doboru urządzeń oraz rozwiązań technologicznych związanych z budową infrastruktury tankowania CNG. Znaczne są też krajowe osiągnięcia w zakresie stosowania skroplonego gazu ziemnego – LNG – do napędu pojazdów. Przekroczyły one już fazę prób i testów. Od wiosny tego roku w Olsztynie są eksploatowane autobusy krajowego producenta marki SOLBUS z Solca Kujawskiego, wykorzystujące do napędu właśnie LNG. Znacznie większe przedsięwzięcie jest przygotowywane w Warszawie. W czerwcu przyszłego roku zostanie uruchomiona stacja paliw metanowych, obejmująca zarówno LNG, jak i gaz sprężony po gazyfikacji gazu skroplonego (LCNG). Paliwo to będzie wykorzystywane do napędu 35 autobusów marki SOLBUS. Przypisanie stacji paliw metanowych LNG/LCNG do eksploatowanych autobusów, wymagających codziennego tankowania, powoduje, że projekt musi być wykonany w najwyższych, europejskich standardach technicznych, które nie spowodują w przyszłości jakichkolwiek przestojów czy awarii.

Jak wynika z powyższego opisu, mamy już dobre doświadczenia. Potrzebujemy tylko decyzji. Jak pokazują doświadczenia wielu krajów europejskich, wolny rynek sam nie rozwiąże problemów budowy infrastruktury paliw alternatywnych. Od lat bierna, jeśli nie destrukcyjna postawa na-

szych krajowych decydentów sprawia, że zamiast ułatwień wciąż są rzucane kłody na drodze do stosowania gazu ziemnego do napędu pojazdów. Bo jak inaczej nazwać wprowadzenie w 2012 r. dodatkowego wymogu szkolenia i egzaminowania kierowców, którzy sami chcą tankować CNG. Takich rozwiązań nie ma w żadnym europejskim kraju. Albo dlaczego od 1 listopada 2013 r., mimo wielorakich postulatów środowiska użytkowników pojazdów napędzanych gazem ziemnym, wprowadzono podatek akcyzowy i paliwowy do gazu ziemnego wykorzystywanego do napędu maszyn i silników w wysokości kilkunastu procent ceny paliwa. To znacznie obniżyło rentowność stosowania tego paliwa w transporcie. Dzieje się tak u nas w kraju, mimo że przepisy UE zezwalają na stosowanie zerowej stawki tego podatku do 2023 roku, a po tym okresie aż do 2030 roku tylko 50-procentowej akcyzy od sprzedaży gazu ziemnego do napędu pojazdów.

Dlatego dobrze, że sprawą rozwoju rynku paliw alternatywnych w transporcie zajął się Parlament Europejski i Rada. Stąd wiara, że być może i u nas decyzje będą właściwe.

Autor jest pełnomocnikiem dyrektora ds. Paliw Metanowych w Przemysłowym Instytucie Motoryzacji.

Symposium Gazownicze 2014

Tegoroczne Symposium Gazownicze (28–31 sierpnia), tradycyjnie adresowane do przedsiębiorstw wyspecjalizowanych w zakresie produkcji i użytkowania urządzeń pomiarowych w gazownictwie, stało się w oczywisty sposób forum prezentacji najnowszych osiągnięć techniki i technologii rodzimych firm. Uczestnikami symposiumu byli przedstawiciele takich firm, jak Common SA, Apator Metrix SA, Plum, Atrem SA. To liderzy polskiego rynku, firmy inżynierskie, powstałe często z inicjatywy pracowników naukowych uczelni technicznych, które z czasem stały się potentatami na polskim rynku jako producenci wysokiej klasy sprzętu, służącego do opomiarowania przepływu gazu w celach rozliczeniowych i technologicznych. Wiele z nich skutecznie weszło na światowe rynki – od Dalekiego Wschodu

i Ameryki Południowej i USA, po Europę, nawet na najtrudniejszych rynkach – niemieckim, gdzie przeszły wszystkie badania i już wygrywają w przetargach, i szwajcarskim, najbardziej prestiżowym technicznie.

Prezentowane na symposiumie najnowsze rozwiązania pokazują, że wszystko to, co jest dzisiaj wymagane przez konkurencyjny rynek, nasze innowacyjne firmy są w stanie dostarczyć. I są w stanie uczestniczyć w projektach pilotażowych największych koncernów światowych, znakomicie wykorzystując własne *know-how* i własne rozwiązania techniczne i konstrukcyjne (*cGas controls*).

Prezentacje wskazują na jeszcze jeden aspekt sprawy. Preregulowane rynki i nadmierne wymagania biurokracji wymuszają na producentach urządzeń pomiarowych rozbudowywanie zawartych w nich systemów informatycznych, by sprostać mogły

narzuconym regulacjami parametrom pomiarowym dzisiaj, a nawet spodziewanym jutro. Konsekwencje nadregulacji unijnych i krajowych są takie, że technicznie urządzenia muszą sprostać znacznemu zapotrzebowaniu na aktualne dobowo dane i dużemu natężeniu przepływu informacji, wykazywać się dokładnością i pewnością pomiaru, a także umożliwiać szybkie wiązanie informacji pomiarowych i eksploatacyjnych.

Prezentacjom firmowym towarzyszyły prezentacje przygotowane przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa. Jedną z nich dotyczyła wpływu polityki energetycznej państwa na funkcjonowanie rynku, w tym także na funkcjonowanie na nim firm producentów, usługowych i serwisowych. Drugą prezentowała dorobek Komitetu Standardu Technicznego IGG, szczególnie w zakresie standardów do urządzeń pomiaru jakości gazu.

(AC)



PGNiG Beach Handball Tour 2014

Marcel Woźniak

W Gdańsku w pierwszych dniach sierpnia na plaży przy molo w Brzeźnie podczas PGNiG Polish Beach Handball Tour królowała piłka ręczna. W mieście, w którym kariery rozpoczynały takie sławy, jak Artur Siódmiak i Bogdan Wenta rozstrzygnęły się zmagania najlepszych polskich drużyn w piłce ręcznej plażowej. Turniej zaliczany jest także do klasyfikacji European Beach Handball Tour, czyli plażowej Ligi Mistrzów.

Prawie 3 tysiące kibiców, wspaniały doping i zabawa w pięknej scenarii – tak w skrócie można podsumować zmagania podczas PGNiG Polish Beach Handball Tour 2014. Całe przedsięwzięcie spotkało się z wielkim podziwem środowiska sportowego. Dzięki wsparciu PGNiG udało się zorganizować

jeden z największych i najlepszych turniejów piłki ręcznej plażowej w Europie.

W ten sierpniowy weekend w Gdańsku całe rodziny miały okazję nie tylko oglądać mecze na najwyższym poziomie, ale również spróbować własnych sił w ręcznej „plażowce” na otwartych tre-



ningach w ramach Artur Siódmiak Summer Tour. Taka formuła turniejów dała możliwość zrozumienia tej dynamicznie rozwijającej się dyscypliny sportu. Warto dodać, że osoby, które uczestniczyły w otwartych dla wszystkich treningach, były obecne także podczas spotkań na szczycie i aktywnie włączały się w doping.

PGNiG Polish Beach Handball Tour jest dowodem na to, że plażowa odmiana piłki ręcznej ma ogromny potencjał, by stać się równie lubianą dyscypliną, jak jej starsza, halowa odmiana. – *To była piękna, profesjonalnie zorganizowana impreza, będąca zwieńczeniem cyklu rozgrywek mistrzostw Polski* – powiedział Henryk Szczepański, wiceprezes Związku Piłki Ręcznej w Polsce.

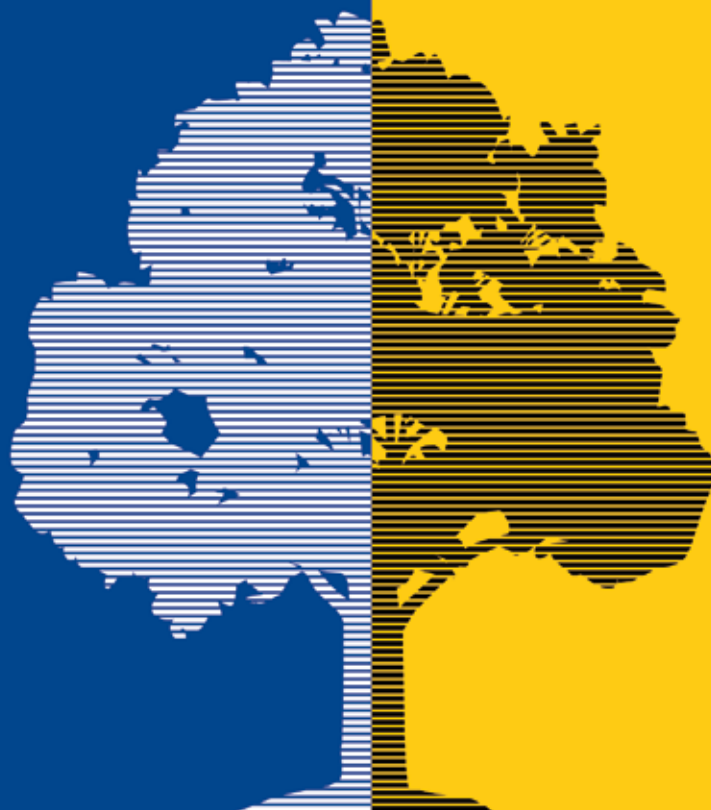
Turniej w Gdańsku zakończył zmagania w ramach mistrzostw Polski. Puchary za pierwsze miejsce w klasyfikacji końcowej trafiły do BHT Auto Forum Petr Płock (mężczyźni) oraz do BHT Piotrkowianin JUKO Piotrków Trybunalski (kobiety).



ul. Topiel 12
00-342 Warszawa
info@europolgaz.com.pl



EuRoPol GAZ s.a.



EuRoPol GAZ s.a.
wyznaczyliśmy nasze kierunki



wschód - zachód
ekologia - technika
historia - przyszłość



www.europolgaz.com.pl

Najważniejsze jest niewidoczne

Czy wiecie, że

naszą siecią liczącą **170 tysięcy km** dostarczamy
codziennie gaz ziemny do blisko **7 mln odbiorców** z całej Polski?
Zapewne nigdy nie zaprzętałicie sobie tym głowy. Słusznie - to nasze zadanie.

www.psgaz.pl



POLSKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA