

marzec 2011

# Przegląd gazowniczy nr 1 (29)

cena 14 zł (w tym 7% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

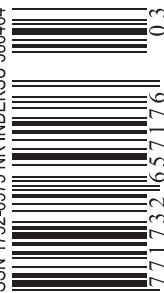
**Rozmowa  
z Michałem Szubskim,  
prezesem PGNiG**

**Rynek CNG w Polsce**

Temat wydania:

**UWARUNKOWANIA  
ROZWOJU KOGENERACJI  
W POLSCE**

ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464





VI Targi Techniki Gazowniczej  
**EXPO GAS 2011**  
Kielce, 13–14 kwietnia 2011 r.



ZAPROSZENIE na KONFERENCJĘ

# „Rozwój rynku gazu ziemnego w Polsce”



## PROGRAM KONFERENCJI

### Środa, 13 kwietnia 2011 r.

- 10.00 Oficjalne otwarcie targów  
11.00–11.05 Otwarcie konferencji – Mirosław Dobrut, prezes IGG

#### I blok referatów:

**Moderator: Andrzej Sikora (Instytut Studiów Energetycznych)**

- 11.05–11.40 Zapotrzebowanie na gaz ziemny w warunkach otwierającego się rynku polskiego  
(Andrzej Sikora, prezes Instytutu Studiów Energetycznych)
- 11.40–12.10 Kierunki rozwoju systemu przesyłowego w Polsce w kontekście utworzenia korytarza gazowego Północ–Południe w regionie Europy Środkowo-Wschodniej  
(Rafał Wittmann, dyrektor OGP GAZ–SYSTEM S.A.)
- 12.10–12.40 Kogeneracja – kierunki rozwoju i niezbędne warunki wsparcia  
(Wacław Bilnicki – PGNiG Energia SA)
- 12.40–13.00 Dyskusja, podsumowanie I bloku konferencji

#### II blok referatów:

**Moderator: dr Jan Sas (Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie)**

- 14.15–14.40 Bariery rozwoju rynku CNG w Polsce na tle rozwoju rynku CNG na świecie  
(dr Jan Sas, Akademia Górniczo-Hutnicza)
- 14.40–15.00 Strategia PGNiG w zakresie CNG  
(Sławomir Nestorowicz, dyrektor PGNiG SA)
- 15.00–15.30 Doświadczenia Miejskiego Zakładu Komunikacji w Zamościu w stosowaniu CNG  
(Krzysztof Litwin, prezes MZK w Zamościu)
- 15.30–16.30 Panel dyskusyjny z udziałem przedstawicieli samorządu terytorialnego i koncernów samochodowych (uczestników wystawy)
- 16.30 Zakończenie konferencji

### Czwartek, 14 kwietnia 2011 r.

- 10.00–15.00 Warsztaty: „Standardy techniczne Izby Gospodarczej Gazownictwa w działalności przedsiębiorstw gazowniczych”
- 19.00 Uroczysta gala – podsumowanie Targów EXPO-GAS 2011 (wręczenie odznaczeń honorowych IGG oraz nagród dla wyróżnionych wystawców) – sala bankietowa Hotelu Kongresowego Business & SPA (ul. Solidarności 34, Kielce)

#### PATRONAT HONOROWY:

**Waldemar Pawlak**

wicepremier, minister gospodarki

**Aleksander Grad**

minister skarbu państwa

**Adam Jarubas**

marszałek województwa świętokrzyskiego

**Bożentyna Pałka-Koruba**

wojewoda świętokrzyski

**Wojciech Lubawski**

prezydent Kielc

**Michał Szubski**

prezes zarządu PGNiG SA

**Jan Chadam**

prezes zarządu OGP GAZ–SYSTEM S.A.

#### PATRONAT MEDIALNY:



#### PATRONAT INTERNETOWY:



AGENCJA RYNKU ENERGII S.A.

Miejsce konferencji:

Centrum Konferencyjne Targów Kielce, ul. Zakładowa 1



Szczegółowe informacje na stronie organizatora:

[www.igg.pl](http://www.igg.pl)

Publicystyka prasowa premiera Tuska jest, co prawda, novum w polskiej debacie politycznej, ale nie bardzo zmienia poziom i zakres tej debaty. Premier wylicza dokonania swojej ekipy (a także wskazuje na zaniechania), ale wszystko ogranicza się do spraw i problemów doraźnych, dotyczy bardziej administrowania państwem niż wytyczania strategii zmian systemowych, niezbędnych dla polskiej gospodarki. Tymczasem tego właśnie – długofalowego spojrzenia na sprawy gospodarcze – najbardziej nam brakuje. Z punktu widzenia sektora gazowniczego doświadczamy wciąż administracyjnej opieszałości w wielu kluczowych kwestiach. Na przykład w sprawie utrzymania systemu wsparcia dla rozwoju kogeneracji. Choć wszyscy wiedzą, że termin jego istnienia wygasa już wkrótce, wciąż nie ma klarownych decyzji, co dalej. Izba Gospodarcza Gazownictwa wystąpiła w tej sprawie do Ministerstwa Gospodarki z obszernym, udokumentowanym raportem i propozycjami rozwiązania problemu, na co dostała lakoniczną odpowiedź, że „ministerstwo podjęło współpracę z Polskim Towarzystwem Elektrociepłowni Zawodowych i Izbą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie w celu wypracowania założeń do programu rozwoju kogeneracji do roku 2030”, choć wiadomo, że taką samą rolę w tym programie powinno odegrać gazownictwo, bo muszą być uwzględnione specyficzne uwarunkowania udziału gazu ziemnego w produkcji energii w skojarzeniu. Problem ten uczyniliśmy „tematem wydania” bieżącego numeru, by uzasadnić, jak ważna jest to sprawa dla rozwoju polskiego rynku energii w zgodzie z rygorami pakietu klimatyczno-energetycznego. Podobne opóźnienie towarzyszy pracom nad reformą prawa energetycznego. Już od 3 marca br. narażamy się na zarzuty Komisji Europejskiej, że nie dokonujemy implementacji tzw. III Pakietu Energetycznego, a bez nowego prawa (w tym) gazowego nie zrobimy tego skutecznie. A przecież jest mało prawdopodobne, by parlament u schyłku kadencji zajął się tą sprawą, bo to nie jest temat na kampanię wyborczą. I na tej liście spraw pilnych nie sposób nie umieścić kwestii funkcjonowania URE. Tryb pracy tej ważnej instytucji, która formalnie od kilku miesięcy nie ma prezesa, potrafi zaskakiwać. Gdy PGNiG wystąpił z wnioskiem o obniżenie taryfy, decyzja zapadła natychmiast, ale gdy pojawił się wniosek o podwyższenie – odłożono decyzję i firma nie wie, jak ma planować budżet na rok bieżący, budżet trudny, bo opiewający na miliardy złotych na konieczne inwestycje. Sprawa jest o tyle ważna, że komplikują się prace nad nowym modelem taryfowania operatorów, który dopiero – być może – pozwoli na prawdziwe planowanie strategii rozwoju sektora gazowniczego. Wyzwania stojące przed polską gospodarką, szczególnie w czasach niepewności, bo kryzys wciąż krąży nad światem, sprawiają, że czas na podejmowanie decyzji mocno się skraca. Dobrze byłoby, by tę funkcję czasu dostrzegła również administracja rządowa.



**Adam Cymer**  
redaktor naczelny

#### **Rada Programowa**

przewodniczący  
**Mieczysław Menżyński**,  
– wiceprezes PZITS

wiceprzewodniczący  
**Cezary Mróz** – członek zarządu Izby  
Gospodarczej Gazownictwa

członkowie:

**Maja Girycka**  
– Górnśląska Spółka Gazownictwa  
sp. z o.o.

**Włodzimierz Kleniewski**  
– Polskie Górnictwo Naftowe  
i Gazownictwo SA

**Leszek Łuczak**  
– Wielkopolska Spółka Gazownictwa  
sp. z o.o.

**Bożena Malaga-Wrona**  
– Karpacka Spółka Gazownictwa  
sp. z o.o.

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

**Andrzej Schoeneich**  
Izba Gospodarcza Gazownictwa

**Emilia Tomalska**  
– Mazowiecka Spółka Gazownictwa  
sp. z o.o.

**Piotr Wojtasik**  
– Dolnośląska Spółka Gazownictwa  
sp. z o.o.

**Katarzyna Wróblewicz**  
– Pomorska Spółka Gazownictwa  
sp. z o.o.

**Joanna Zakrzewska**  
– Polskie Górnictwo Naftowe  
i Gazownictwo SA

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

**Redaktor naczelny:** Adam Cymer  
tel. kom. 0 602 625 474  
e-mail: adam.cymer@gmail.com

**Przygotowanie i opracowanie redakcyjne**  
BARTGRAF  
00-549 Warszawa, ul. Piękną 24/26  
tel. (+48)+ 22 625 55 48  
faks 22 621 14 55  
e-mail: bartgraf@bartgraf.com.pl

**Projekt graficzny:**  
Jolanta Krafft-Przeździecka

**DTP**  
Ewa Książkowska-Bisińska  
Ewa Wojtowicz-Topiiko, Anna Zabrocka

Nakład: 2700 egz.

# S p i s t r e ś c i

## TEMAT WYDANIA

- 8 **System wsparcia dla kogeneracji w Polsce po roku 2012**  
– raport Aleksandra Gabrysia, eksperta IGG
- 12 **Efektywnie w kogeneracji** – o strategii GK PGNiG SA  
pisze dyrektor Marcin Lewenstein
- 14 **Kogeneracja wymaga przewidywalnych regulacji prawnych**  
– twierdzi dr inż. Janusz Ryk z PTEZ



## NASZ WYWIAD

- 16 **Koncern multimedialny z silnym zapleczem wydobywczym.** Z Michałem Szubskim, prezesem PGNiG SA, rozmawia Adam Cymer

12

## PUBLICYSTYKA

- 18 **Prawo gazowe – plany legislacyjne.** Mec. Arkadiusz Falecki omawia stan prac nad projektem ustawy „Prawo gazowe”.
- 19 **Dyskusja z URE w sprawie inteligentnego opomiarowania.** Opinia branży gazowniczej
- 20 **Prawda i mity o europejskim rynku gazu.** Andrzej Schoeneich podsumowuje konferencję IGG w Zakopanem
- 23 **Ochrona infrastruktury krytycznej w sektorze gazowym.** Mec. Paweł Grzejszczak omawia uprawnienia ministra skarbu państwa

## EKOLOGIA

- 26 **Rynek CNG w Polsce.** Raport Ryszarda Michałowskiego

## REPORTAŻ

- 30 **Otwarcie nowego Ośrodka Zbioru Gazu Kupno.**  
Reportaż Anny Folcik

## PGNiG SA

- 32 **W Stalowej Woli powstanie największa w Polsce elektrociepłownia gazowa**  
– pisze Rafał Pazura

## GRUPA KAPITAŁOWA PGNiG SA

- 34 **992 – pogotowie gazowe**  
Doświadczenia z Wrocławia prezentują Ryszard Górski i Maciej Chruściński
- 36 **GSG Przedsiębiorstwem Fair Play 2010**  
Maja Girycka relacjonuje uroczystość nadania certyfikatu
- 38 **Osuwiska zagrażają gazociągom.** Bożena Malaga-Wrona omawia problem uszkodzeń gazociągów po ostatniej powodzi na Podkarpaciu
- 40 **Automatyzacja procesu nawaniania gazu ziemnego w OZG Białystok.** Kazimierz Grybowicz i Waldemar Stepanowicz przedstawiają pierwszy w MSG zautomatyzowany system nawaniania
- 42 **Pracujemy i wygrywamy.** O nagrodzeniu PSG prestiżowym tytułem Pomorski Pracodawca 2010 piszą Paulina Pogorzelska i Katarzyna Wróblewicz
- 44 **Co to za gaz?** Leszek Łuczak rozwiewa wątpliwości związane z ulatnianiem się gazu, którym okazał się biogaz



30

## GAZ-SYSTEM S.A.

- 46 **Nowa polityka zakupowa.** Anna Bednarek przedstawia nowe zasady organizacji zakupów w spółce
- 47 **Możliwość budowy gazociągu Polska-Słowacja.** Małgorzata Polkowska omawia podpisany list intencyjny w tej sprawie

## TECHNOLOGIA

- 48 **Nowe technologie dostaw gazu ziemnego.** Na możliwość dostaw gazu CNG oraz LNG jako opcje dywersyfikacji wskazują prof. Stanisław Rychlicki i Andrzej Piwowarski
- 54 **Program Relex Software Corporation w analizie ryzyka eksploatacji tłoczni gazu** omawia Marek Lewandowski ze spółki EuRoPol GAZ s.a.

## OSOBOWOŚĆ

- 52 **Wielki budowniczy.** Adam Cymer kreśli sylwetkę Stanisława Rzezińskiego

Zdjęcie na okładce: – Osuszalnia gazu w Maćkowicach. Archiwum Gaz-Systemu S.A.



# Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Za nami pierwszy kwartał 2011 roku. Rozpoczęliśmy go tradycyjnie – od organizacji 20–22 stycznia 2011 r. w Zakopanem seminarium międzynarodowego pt. „Klient – wpływ na przemiany na rynku gazu”. Konferencja cieszyła się ogromnym zainteresowaniem, gromadząc specjalistyczne grono ekspertów i praktyków europejskiej branży gazowniczej (więcej na stronie 20).

Jedną z ważniejszych inicjatyw kontynuowanych przez IGG w ostatnim czasie są prace nad projektem prawa gazowego. Opracowany przez IGG projekt będzie pomocny przede wszystkim dla Ministerstwa Gospodarki. Niestety, z oceny prac prowadzonych nad reformą prawa energetycznego wynika, że branża elektroenergetyczna i ciepłownicza nie są w stanie przygotować podobnych projektów ustawy elektroenergetycznej i ciepłowniczej, które mogłyby być rozpatrzone w Sejmie jeszcze w tej kadencji. Szerzej piszemy na ten temat na str. 18.

W pierwszym kwartale 2011 r. aktywnie działały powołane przy IGG zespoły robocze, w tym ds. inteligentnego opomiarowania w gazownictwie. Zespół ocenił stanowisko prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych, z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku. Proponowane usytuowanie sektora gazowniczego w systemach inteligentnego

opomiarowania (jako usługobiorcy w systemie zrealizowanym przez elektroenergetykę) oraz ewentualne powołanie niezależnego operatora pomiarów (NOP) spotkały się z krytyką członków zespołu. Zwrócono również uwagę na zagrożenie konkurencyjności, jakie stwarzają powyższe rozwiązania dla sektora gazowniczego. Przyjęto postulat wypracowania autonomicznego (niezależnego od sektora energetyki) modelu systemu inteligentnego opomiarowania w gazownictwie. Przyjęto także propozycję funkcjonalności *smart meteringu* w gazownictwie na bazie prac grupy roboczej ds. funkcjonalności.

W ramach zespołu ds. inteligentnego opomiarowania w gazownictwie prowadzone są również rozmowy z NFOŚiGW o dofinansowaniu projektów pilotażowych. Najkorzystniejszym wariantem byłaby realizacja „pilotaży” w każdej spółce w innym (technologicznie) zakresie, aby sprawdzić możliwie wiele rozwiązań i technologii oraz określić zakres możliwej współpracy z firmami elektroenergetycznymi.

Zespół przedyskutował również z przedstawicielami firmy ENERGA Operator projekt AMI dla systemu energetycznego. Założeniem tego projektu są: wymierne korzyści dla odbiorcy i operatora, kontraktowanie dostaw, ułatwienie dostępu do sieci innym operatorom oraz przygotowanie do współpracy z rozwiązaniami *Smart Grid*. Finalnie system ten będzie kluczowym ogniwem w architek-



Agnieszka Rudzka

turze informatycznej i biznesowej ENERGA Operator, w której istotną rolę może odgrywać NOP.

ENERGA podkreśliła transparentność ich systemu/licznika energii elektrycznej dla transmisji danych pomiarowych z gazomierzy oraz zadeklarowała otwartość na inne propozycje naszej branży. Ciepłownictwo oficjalnie odmówiło współpracy przy wspólnych odczytach (pilotażach). Nie podano żadnych szczegółów odnośnie do aspektów ekonomicznych – w tym kosztu pomiaru dla branży gazowniczej. ENERGA stwierdziła, że przy tej opcji współpracy o koszcie pomiarów powinno decydować URE. Prace zespołu ds. inteligentnego opomiarowania w gazownictwie będą kontynuowane.

Izba Gospodarcza Gazownictwa postuluje również w ramach Komitetu Sterującego „Porozumienia o współpracy” o korzystne dla branży zapisy do ustawy o korytarzach przesyłowych, ułatwiające realizację inwestycji przez gazownictwo. Wspólna opinia „Porozumienia” do projektu ustawy została przedstawiona Ministerstwu Gospodarki wraz z ponowną analizą skutków ekonomicznych uregulowania służebności przesyłu. Analiza wykazała, że niemożliwe będzie przeniesienie do taryf wielkich odszkodowań związanych z regulacją zaszłości i należy ponownie opracować algorytm obliczania tych odszkodowań.

W pierwszym kwartale zakończone zostały prowadzone w ramach IGG prace nad przygotowaniem „Wybranych aspektów prawnych wyznaczenia przedsiębiorstwa energetycznego operatorem systemu dystrybucyjnego gazowego na sieci niestanowiącej jego własności”. Celem opracowania były m.in.

– ocena możliwości i wskazanie podstaw prawnych do wniesienia odwołania od ewentualnej decyzji wyznaczającej na

dokończenie na str. 51

## Z działalności Komitetu Standardu Technicznego IGG

W I kwartale 2011 r. intensywnie pracowały zespoły robocze przy Komitecie Standardu Technicznego IGG.

W styczniu br. zostały skierowane do opiniowania opracowywane przez Zespół Roboczy nr 10 pod kierownictwem Daniela Zwolskiego następujące projekty standardów technicznych IGG:

- **ST-IGG-1001:2010**; Gazociągi. Oznakowanie trasy gazociągów. Wymagania ogólne;
- **ST-IGG-1002:2010**; Gazociągi. Oznakowanie ostrzegawcze i lokalizacyjne;
- **ST-IGG-1003:2010**; Gazociągi. Słupki oznaczeniowe i oznaczeniowo-pomiarowe. Wymagania i badania;
- **ST-IGG-1004:2010**; Gazociągi. Tablice orientacyjne. Wymagania i badania.

W lutym br. oddany został do opiniowania projekt standardu technicznego opracowanego przez Zespół Roboczy nr 3 pod kierownictwem Joanny Pindelskiej:

- **ST-IGG-0301:2011**; Próba ciśnieniowa gazociągów i przyłączy z PE

23 marca br. odbyła się konferencja uzgadniająca dla projektu standardu technicznego opracowanego przez Zespół Roboczy nr 15 pod kierownictwem Lesława Łukasika:

- **ST-IGG-1501:2010**; Filtry do stosowania na sieciach gazowych.

Informacje o bieżącej działalności KST i opiniowanych standardach technicznych znajdują się na naszej stronie internetowej [www.igg.pl](http://www.igg.pl).

Wszystkich zainteresowanych zapraszamy do współpracy.

● **23 marca br.** Donald Tusk, premier polskiego rządu, gościł na terenie tłoczni gazu w Goleniowie, która będzie pełnić bardzo ważną rolę w rejonie województwa zachodniopomorskiego, ale przede wszystkim – jak podkreślił premier – *inwestycja ta jest jednym z elementów realizowanego przez GAZ–SYSTEM S.A. planu rozbudowy krajowej sieci przesyłowej oraz jej połączeń z systemami państw sąsiednich w celu utworzenia zintegrowanego rynku gazowego w krajach Unii Europejskiej.*

● **16 marca br.** NWZ PGNiG Energia SA podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki PGNiG Energia SA o 14 000 000 zł, do kwoty 20 000 000 zł, w drodze emisji nowych akcji imiennych serii B. Tego samego dnia PGNiG SA, jako jedyny współnik tej spółki, złożyło oświadczenie o objęciu wszystkich nowo utworzonych akcji spółki PGNiG Energia SA.

● **4 lutego br.** Jose Barroso, szef Komisji Europejskiej, zapowiedział w przeddzień szczytu energetycznego UE, że w drugiej połowie roku ma być zatwierdzony plan działania dotyczący osi połączeń energetycznych Północ–Południe. Obejmuje on przyszłe i istniejące gazociągi oraz połączenia

międzysystemowe: od bałtyckiego gazoportu LNG w Świnoujściu, przez Polskę, Czechy, Słowację i Węgry, po wybrzeże Adriatyku w Chorwacji i wybrzeża w Rumunii i Bułgarii nad Morzem Czarnym. – *Dzięki unijnemu planowi budowy osi połączeń energetycznych Północ–Południe, terminal LNG w Świnoujściu ma szansę stać się w przyszłości jednym ze źródeł dostaw gazu dla Europy Środkowej* – powiedział dziennikarzom w kuluarach szczytu w Brukseli Mikołaj Dowgielewicz, minister ds. europejskich. Do tej kwestii nawiązał również Günther Oettinger, unijny komisarz ds. energetyki, stwierdzając: – *Udziałowcy gazociągu Nabucco również muszą działać śmiało i przyspieszyć jego realizację.*

Spotkanie szefów państw i rządów UE było pierwszym, na którym tyle miejsca poświęcono energii. Z wniosków końcowych wynika, że do 2015 r. ma się zakończyć budowa wewnętrznego rynku energii UE, który zapewni swobodny przepływ gazu i prądu między krajami, by nie było już izolowanych energetycznych wysp, jak kraje bałtyckie czy Malta. Na szczycie Polska odniosła połowiczny sukces. Negocjatorzy są zadowoleni, że uwzględniono węgiel i gaz łupkowy jako surowce, które powinny być wykorzystywane w unijnej strategii energetycznej. Z drugiej strony, przepadła propozycja Polski, by we wnioskach znalazło się zdanie, że każdy unijny region powinien mieć zapewnione dostawy gazu z co najmniej dwóch źródeł, co oznaczałoby szansę na uniezależnienie się od dostaw z Rosji.

● **22 lutego br.** Izba Gospodarcza Gazownictwa przekazała Waldemarowi Pawlakowi, wiceprezesowi Rady Ministrów, wniosek o przedłużenie okresu obowiązywania systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji w Pol-

### ZAPROSZENIE NA TOP-GAZ 2011

SITPNiG Ośrodek Szkolenia i Rzecznostwa w Krakowie Wydział Terenowy Łódź oraz Zarząd Oddziału SITPNiG Oddział Łódź zapraszają na VI KONFERENCJĘ „Technika opomiarowania gazu dziś i jutro” Top-Gaz 2011, która odbędzie się w Rogowie pod Łodzią 19–21 września 2011 roku. Bieżące informacje na stronie <http://www.sitpni.g.lodz.pl/>

**25 stycznia br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA odrzuciło zarzut prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów dotyczący odmowy sprzedaży gazu spółce NowyGaz Sp. z o.o. Z przeprowadzonej analizy wynika, że PGNiG SA nie odmówiło spółce NowyGaz Sp. z o.o. zawarcia umowy sprzedaży paliwa gazowego. PGNiG SA otrzymało 3 stycznia 2011 r. zawiadomienie o wszczęciu postępowania antymonopolowego przez prezesa UOKiK w sprawie nadużywania pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego. Zdaniem PGNiG SA, sprawa jest precedensowa, w związku z tym wymaga szczególnego przeanalizowania pod kątem formalnym, technicznym i ekonomicznym.

**5 stycznia br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA złożyło do Sądu Okręgowego w Warszawie odwołanie od decyzji prezesa URE, nakładającej na spółkę 2 mln zł kary pieniężnej. PGNiG SA nie zgadza się z zasadnością kary oraz z zarzutem prezesa URE, że spółka nie przestrzegała warunków udzielonej jej koncesji na obrót gazem z zagranicą w latach 2007 i 2008, dotyczących minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy, co miało wyrażać się przekroczeniem w powyższych latach maksymalnego udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w tych latach. Spółka nie zgadza się ze stwierdzeniem prezesa URE, że w 2007 roku przekroczyła udział gazu ziemnego importowanego z Rosji w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego o 1,14 pkt. procentowego, natomiast w 2008 roku o 2,76 pkt. procentowego. Należy zauważyć, że prezes URE przy określaniu wielkości udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia

nie uwzględnił dostaw gazu do Polski z kierunków: zachodniego (Niemcy) oraz południowego (Czechy), traktując te dostawy jako nabycie wewnątrzwspólnotowe, nieobjęte pojęciem importu, uzasadniając taką interpretację przepisami ustawy o podatku akcyzowym i zawartymi w niej definicjami. Uwzględnienie tych dostaw w imporcie gazu ziemnego do Polski skutkowałoby spełnieniem przez spółkę wymagań określonych rozporządzeniem Rady Ministrów z 24 października 2000 roku. Przyjęta przez prezesa URE interpretacja przepisów w tym zakresie nie uwzględnia faktu, że zmiany w otoczeniu faktycznym (przyjęcie Polski do Wspólnoty Europejskiej) nie znalazły odzwierciedlenia w przepisach rozporządzenia, które zostało wydane w okresie obowiązywania ustawy z 2 grudnia 1993 roku o oznaczeniu wyrobów znakami skarbowymi akcyzy. Powyższa ustawa nie definiowała oddzielnie pojęć importu i nabycia wewnątrzwspólnotowego. Odnosząc się do zarzutów zawartych w ww. decyzji, należy zwrócić uwagę, iż rozporządzenie określające minimalny poziom dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy wydano w 2000 roku i od tamtego czasu nie było nowelizowane. Określone w rozporządzeniu dla poszczególnych lat maksymalne udziały gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku, były kalkulowane przy założeniu uruchomienia dostaw gazu z kierunku skandynawskiego, przede wszystkim z Norwegii. Zostało to podkreślone także w informacji opublikowanej przez Kancelarię Prezesa Rady Ministrów, informującej o przyjęciu i rekomendowaniu Radzie Ministrów przez Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów projektu ww. rozporządzenia. Ostatecznie Polska zrezygnowała z uruchomienia dostaw z Norwegii, co jednak nie

sce po roku 2012. Wniosek zawiera obszerne uzasadnienie celowości takiej decyzji, a także konkretne propozycje zmian zapisów aktów prawnych (ustawy „Prawo energetyczne” i rozporządzenia wykonawczego w sprawie kogeneracji), które warunkują funkcjonowanie systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji (więcej na str. 8).

● **25 stycznia br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA znalazło się ponownie w elitarnej grupie spółek notowanych w RESPECT Index, giełdowym indeksie firm odpowiedzialnych społecznie. W tym roku z notowanych na giełdzie spółek wyłoniono 140 podmiotów, które przeszły I i II etap weryfikacji, kolejne 62 znalazły się w III etapie, z których ostatecznie 16 zakwalifikowano do RESPECT Index.

● **15 stycznia br.** w Hotelu Hilton w Warszawie odbył się doroczny Bal Pracodawców Rzeczypospolitej Polskiej, podczas którego wręczone zostały prestiżowe nagrody – Wektory 2010. Wyróżnieniem uhonorowano wybitne postacie – przedsiębiorców, polityków, ludzi kultury i sztuki, których działalność może być wzorem dla innych. Wśród laureatów 9. edycji Wek-

**11 lutego 2011 roku**, w wieku 35 lat, zmarł **Marcin Buczkowski**, od 2006 roku prezes CP Energia, spółki notowanej na GPW w Warszawie i zaliczanej do największych prywatnych firm gazowych w kraju.

Sukces firmy to w ogromnej mierze efekt pracy Marcina Buczkowskiego, który wyróżniał się niespożytą energią, konsekwencją w dążeniu do celu oraz odwagą w podejmowaniu niestandardowych decyzji biznesowych i wdrażaniu nowatorskich rozwiązań.

znalazło odzwierciedlenia w treści rozporządzenia, poprzez odpowiednią korektę maksymalnych udziałów gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia. Należy zauważyć, że podstawowym celem działalności spółki jest zapewnienie ciągłych i nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego do odbiorców w kraju. PGNiG SA zobowiązane jest do zapewnienia wysokiej jakości świadczonych usług i niezawodności zaopatrzenia w paliwa gazowe swoich odbiorców, co wynika z innej koncesji na obrót paliwami gazowymi, wydanej spółce również przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Spółka pragnie przypomnieć, że od 2005 roku, czyli od momentu utworzenia Operatora Systemu Przesyłowego, PGNiG SA nie jest odpowiedzialne za rozbudowę infrastruktury, która decyduje o realnej możliwości zapewniającej wystarczający poziom dywersyfikacji, na jaki powołuje się w swojej decyzji prezes URE. Spółka powinna ponosić odpowiedzialność dopiero w przypadku, gdy mimo zapewnionych realnych warunków do dywersyfikacji dostaw, nie realizuje ich z przyczyn wyłącznie przez nią zawinionych. W niniejszej sprawie decyzji nie nadano rygoru natychmiastowej wykonalności. Wobec powyższego przed upływem terminu do wniesienia odwołania decyzja nie ulega wykonaniu. Natomiast wniesienie odwołania w terminie wstrzymuje wykonanie decyzji.

\* \* \*

„Urząd regulacyjny – bezstronny arbiter czy nadurzędnik?” – pod takim tytułem Pracodawcy RP rozpoczęli społeczną dyskusję nad funkcjonowaniem urzędów regulacyjnych (UKE, URE, UOKiK) w Polsce. Pod dyskusję poddano wysokość kar, przeprowadzone kontrole i działania szkodliwe dla prowadzenia biznesu i inwestycji.

torów jest Aleksander Findziński, były dyrektor i prezes zarządu PGNiG. Wyróżnienie otrzymał *Za znaczący wkład w rozwój polskiego górnictwa naftowego i gazowego, długoletnie, uwieńczone sukcesem starania o unowocześnienie i modernizację branży oraz wiedzę i umiejętności, które służą naszej gospodarce od ponad czterech dekad.*

● **12 stycznia br.** Rada Nadzorcza PGNiG SA podczas posiedzenia 12 stycznia 2011 r. zakończyła postępowanie kwalifikacyjne. Decyzją Rady Nadzorczej Michał Szubski, obecny prezes zarządu PGNiG SA, został wybrany na kolejną trzyletnią kadencję, która rozpocznie się 13 marca 2011 r. i potrwa do 13 marca 2014 r. Rada Nadzorcza na członków zarządu na nową kadencję PGNiG SA powołała obecnych wiceprezesów: Sławomira Hinca, Radosława Dudzińskiego i Marka Karabułę. Rada Nadzorcza PGNiG SA podczas posiedzenia 8 marca 2011 r. powołała Mirosława Szałubę, wybranego przez pracowników PGNiG SA, na stanowisko wiceprezesa zarządu. W dniach od 31 stycznia do 2 lutego 2011 roku pracownicy PGNiG wybrali trzech członków Rady Nadzorczej PGNiG: Agnieszkę Chmielarz, Mieczysława Kaweckiego oraz Jolantę Siergiej.

● **22 grudnia ub.r.** wojewoda mazowiecki, Jacek Kozłowski, wydał decyzję o ustaleniu lokalizacji mazowieckiego odcinka gazociągu Rembelszczyzna – Gustorzyn. Gazociąg Rembelszczyzna – Gustorzyn, o długości 176 km, będzie przebiegał przez województwa kujawsko-pomorskie i mazowieckie. Odcinek mazowiecki – liczący ok. 135 km – zlokalizowany zostanie na terenie powiatów: plockiego (od granicy gminy Brudzeń Duży), płońskiego, nowodworskiego i legionowskiego (do gminy Nieporęt).

– *Celem rozpoczętej przez Pracodawców RP debaty nad optymalnym kształtem działania regulatorów, dającym gwarancję neutralności i transparentności podejmowanych przez nich decyzji, jest doprowadzenie do zminimalizowania prawdopodobieństwa wydawania błędnych decyzji, skutkujących bardzo poważnymi konsekwencjami dla całej polskiej gospodarki, z wypłacaniem milionowych odszkodowań na cele* – powiedział Andrzej Malinowski, prezydent Pracodawców RP.

Pracodawcy RP przedstawili istniejące w Europie różne modele działalności regulatorów mających fundamentalny wpływ na całą gospodarkę i konsumentów, które można by implementować do naszej gospodarczej rzeczywistości. W Hiszpanii, Niemczech, Wielkiej Brytanii czy we Francji zamiast jednoosobowego urzędu doskonale sprawdzają się ciała kolegialne, w których decyzje podejmowane są w efekcie wewnętrznej dyskusji ekspertów. Powszechną praktyką za granicą jest też włączanie w proces decyzyjny zewnętrznych doradców, środowisk naukowych i gospodarczych. W przeciwieństwie do krajów Europy Zachodniej, w Polsce decyzje regulatorów podejmowane są jednoosobowo, co powoduje duże niebezpieczeństwo popełnienia błędu. Zdaniem Pracodawców RP, taki model sprawowania nadzoru nad rynkami zdevaluował się i wymaga natychmiastowych zmian. Do dyskusji nad nowym modelem funkcjonowania regulatorów zaproszono samych zainteresowanych, czyli regulatorów (UOKiK, URE, UKE), ale żaden nie przyjął zaproszenia. – *Dlatego rozmowy jesteśmy zmuszeni przenieść na forum Komisji Trójstronnej, na którym w obecności wicepremiera będziemy mogli porozmawiać o problemie z regulatorami* – dodał prezydent Pracodawców RP.



# System wsparcia dla kogeneracji w Polsce po roku 2012

Aleksander Gabryś

Izba Gospodarcza Gazownictwa opracowała koncepcję przedłużenia systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji w Polsce po roku 2012 wraz z projektem niezbędnych zmian legislacyjnych.

Głównymi założeniami polityki energetycznej Unii Europejskiej w perspektywie do roku 2020 są poprawa efektywności energetycznej oraz redukcja poziomu emisji gazów cieplarnianych w krajach członkowskich. Kluczowe cele w tym zakresie zostały sformalizowane w ramach tzw. pakietu klimatycznego, w którym określono m.in. wymóg zwiększenia efektywności energetycznej oraz zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub> o 20% w całej UE. Poprawa efektywności energetycznej może być realizowana zarówno poprzez wzrost udziału energii wytwarzanej w procesie wysokosprawnej kogeneracji, jak i zmniejszanie energochłonności gospodarek państw członkowskich. Natomiast redukcja emisji gazów cieplarnianych polega przede wszystkim na obniżeniu rentowności produkcji energii opartej na paliwach wysokoemisyjnych (np. węgla kamiennym i brunatnym) przy jednoczesnym wspieraniu źródeł odnawialnych oraz pracujących w skojarzeniu (zwłaszcza na bazie paliw niskoemisyjnych, np. gazu ziemnego). W Polsce kierunki polityki energetycznej UE zostały odzwierciedlone w dokumentach programowych dla sektora energetycznego obejmujących „Politykę energetyczną Polski do roku 2030” oraz „Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej”.

## ROZWÓJ KOGENERACJI GAZOWEJ CELEM EUROPEJSKIEJ POLITYKI ENERGETYCZNEJ

Wytwarzanie energii w procesie wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem paliw gazowych jest technologią, dzięki której mogą być realizowane cele europejskiej polityki energetycznej. Wynika to przede wszystkim z tego, że:

- wytwarzanie energii w procesie kogeneracji umożliwia znaczące oszczędności energii pierwotnej (tym samym zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych oraz wzrost efektywności energetycznej),
- gaz ziemny jest najbardziej ekologicznym paliwem kopalnym wykorzystywanym dla celów energetycznych (najmniejsza jednostkowa emisja CO<sub>2</sub> na MWh).

Podstawowym dokumentem tworzącym otoczenie regulacyjne dla wytwarzania energii w procesie wysokosprawnej kogeneracji na płaszczyźnie unijnej jest tzw. dyrektywa ko-

generacyjna.<sup>1</sup> Zgodnie z jej zapisami, państwu członkowskim pozostawiona została dowolność w zakresie konstrukcji i utrzymywania mechanizmów wsparcia dla wytwarzania energii w wysokosprawnej kogeneracji. Jednocześnie wskazane zostało natomiast, iż konieczność zapewnienia stabilnego otoczenia regulacyjnego (zwłaszcza ekonomicznego i administracyjnego) dla inwestycji w nowe źródła kogeneracyjne jest kluczowa z punktu widzenia optymalnego wykorzystania potencjału wytwarzania energii w kogeneracji. Dyrektywa zawiera bowiem zalecenie, aby systemy wsparcia były opracowywane na okres przynajmniej czterech lat oraz, w przypadku podjęcia decyzji o zaprzestaniu wsparcia kogeneracji, systemy wsparcia powinny być wycofywane stopniowo, bez narażenia inwestorów na znaczące ryzyko zmiany warunków prowadzenia działalności gospodarczej.

Ponadto, aby ułatwić państwom członkowskim wprowadzenie rozwiązań wspierających działania na rzecz ochrony środowiska i oszczędności energii pierwotnej, Komisja Europejska opracowała wytyczne w zakresie udzielania pomocy publicznej<sup>2</sup> oraz rozporządzenie zmniejszające bariery administracyjne w tym zakresie.<sup>3</sup> W obu dokumentach systemy wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji zostały wskazane jako w pełni akceptowalne (przy spełnieniu określonych warunków) i zgodne z artykułem 87 Traktatu Europejskiego (regulującym zasady udzielania pomocy publicznej).

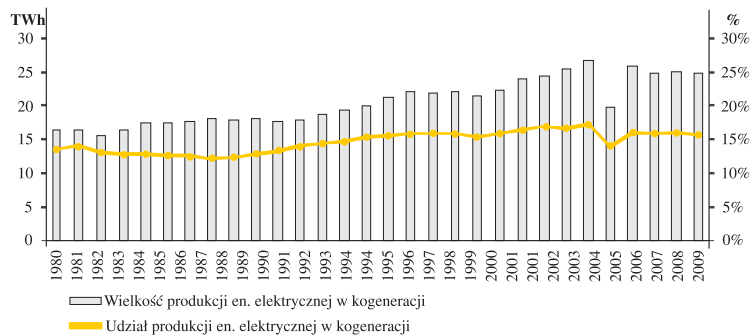
W celu wspierania wytwarzania energii w procesie kogeneracji państwa członkowskie zdecydowały się na wdrożenie różnych mechanizmów zwiększających konkurencyjność wytwarzania energii w skojarzeniu. Do najbardziej powszechnych należą:

- wprowadzenie taryf gwarantowanych na sprzedaż energii pochodzącej z wysokosprawnej kogeneracji (np. Niemcy, Hiszpania, Włochy, Litwa, Łotwa i Szwecja) oraz
- przyznawanie zbywalnych świadectw pochodzenia dla energii wytworzonej w wysokosprawnych źródłach kogeneracyjnych (np. Belgia, Holandia, Rumunia i Polska).

Wsparcie w ramach taryf gwarantowanych (tzw. *feed-in-tariffs*) jest bezpośrednią formą wsparcia operacyjnego dla przedsiębiorstw wytwarzających energię w procesie wysokosprawnej kogeneracji. Kluczowym celem mechanizmu *feed-in-tariffs* jest poprawa opłacalności operacyjnej przedsiębiorstw wytwórczych (zarówno nowych, jak i już istniejących) poprzez wprowadzenie dopłat kompensujących wyższe koszty wytwarzania energii w procesie kogeneracji z mniej ekologicznymi źródłami. Natomiast system zbywalnych świadectw pochodzenia, bazujący na obowiązku dostarczenia określonego udziału energii z kogeneracji odbior-



Wolumen produkcji energii elektrycznej w kogeneracji oraz jej udział w całkowitej produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 1980–2008



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Agencji Rynku Energii S.A.

Podsumowanie mechanizmów wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji w krajach UE-27

Kraj	Taryfa gwarantowana/stała premia do ceny energii elektrycznej	System świadectw pochodzenia energii	Dotacje inwestycyjne	Preferencje podatkowe/inne mechanizmy fiskalne
Austria	x		x	
Belgia		x		x
Bułgaria	x			
Cypr	x		x	
Czechy				
Dania	x			
Estonia	x	x		
Finlandia				x
Francja	x		x	x
Grecja	x		x	
Hiszpania	x			
Holandia		x		
Irlandia			x	
Litwa	x			
Luksemburg	x		x	
Łotwa	x			
Malta				
Niemcy	x			x
<b>Polska</b>		<b>x</b>	<b>x</b>	
Portugalia	x		x	
Rumunia		x		
Słowacja	x			
Słowenia	x		x	x
Szwecja		x		x
Węgry	x			
Wielka Brytania			x	x
Włochy	x			x

Źródło: Opracowanie własne.

com końcowym, jest mechanizmem wsparcia o charakterze rynkowym, a jego kluczowym celem jest stworzenie popytu na energię elektryczną wytworzoną w procesie kogeneracji poprzez nałożenie na sprzedawców energii obowiązku dostarczenia odbiorcom końcowym określonej ilości energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu (tzw. obowiązek kogeneracyjny). Mechanizmy te są często uzupełniane systemem dotacji inwestycyjnych na budowę źródeł kogenera-

cyjnych i/lub preferencyjnymi rozwiązaniami fiskalnymi. Podsumowanie funkcjonujących systemów wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji w krajach UE-27 zawiera zamieszczona tabela.

## WYTWARZANIE ENERGII W WYSOKOSPRAWNEJ KOGENERACJI W POLSCE

Polska na podstawie dyrektywy kogeneracyjnej w lipcu 2007 roku wprowadziła mechanizm wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji, który bazuje na zbywalnych świadectwach pochodzenia energii. Polega on na tym, iż wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię do odbiorców końcowych mają obowiązek zapewnienia określonego udziału energii z wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej energii sprzedanej (tzw. obowiązek kogeneracyjny). Obowiązek ten może zostać wypełniony poprzez:

- zakup i umorzenie certyfikatów poświadczających wytworzenie energii w procesie wysokosprawnej kogeneracji lub
- uiszczenie opłaty zastępczej.

**Należy podkreślić, iż w obecnych ramach prawnych istniejący mechanizm wsparcia wysokosprawnej kogeneracji w Polsce ma obowiązywać:**

- dla źródeł opalanych paliwami gazowymi lub o mocy poniżej 1 MW (dalej „energia żółta”) oraz dla pozostałych źródeł pracujących w wysokosprawnej kogeneracji z wyjątkiem źródeł opalanych metanem lub biogazem (dalej „energia czerwona”) **do końca marca 2013 roku** (ostateczne rozliczenie obowiązkowego udziału energii z kogeneracji w całkowitej energii sprzedanej odbiorcom końcowym w roku 2012),

- dla źródeł wytwarzających energię w oparciu o metan uwalniany przy dołowych robotach górniczych lub gaz uzyskiwany z przetwarzania biomasy w terminie od 1 stycznia 2010 do 31 marca 2019 roku (dalej „energia fioletowa”).

Mimo wielu zalet system wsparcia nie przyczynił się do znaczącego wzrostu produkcji energii w wysokosprawnej kogeneracji w Polsce (zwłaszcza w źródłach gazowych). Wynika to przede wszystkim z tego, iż został on przewidziany jedynie na lata 2007–2012, co **jest okresem zbyt krótkim, aby zachęcić inwestorów do budowy**

**źródeł wytwórczych.** Przygotowując projekt inwestycyjny inwestorzy dokonują bowiem analizy przepływów pieniężnych w okresie co najmniej 10 lat. Przy krótkim okresie funkcjonowania systemu wsparcia oraz braku informacji w zakresie jego przedłużenia, analizy te są obciążone znaczącym ryzykiem prognostycznym, co utrudnia pozyskanie finansowania oraz przygotowanie wiarygodnego biznesplanu dla realizacji przedsięwzięcia. Brak realizacji inwestycji w źródła wy-

twórcze znajduje odzwierciedlenie w poziomie produkcji energii z kogeneracji i jej udziale w łącznej produkcji energii elektrycznej w Polsce. Od wdrożenia systemu wsparcia (lipiec 2007 roku) utrzymuje się on bowiem na poziomie zbliżonym do 25 TWh rocznie, co odpowiada około 16% udziału w łącznej produkcji energii elektrycznej (w roku 2009 produkcja wyniosła 24,8 TWh, z czego 2,9 TWh w źródłach gazowych i o mocy poniżej 1 MW). Szczegółowe dane w zakresie poziomu produkcji energii elektrycznej w kogeneracji oraz jej udziału w łącznej produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 1980–2009 przedstawia zamieszczony wykres.<sup>4</sup>

### SYSTEM WSPARCIA DLA WYSOKOSPRAWNEJ KOGENERACJI PO ROKU 2012

Na podstawie międzynarodowych doświadczeń można stwierdzić, iż istnienie systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji odgrywa kluczową rolę w stymulacji inwestycji w źródła kogeneracyjne i tym samym w zwiększaniu wytwarzania energii w skojarzeniu. Z uwagi na to, iż zapisy ustawy „Prawo energetyczne” przewidują funkcjonowanie systemu wsparcia dla energii „żółtej” i „czerwonej” jedynie do roku

**Lata 2007–2012 to okres zbyt krótki,  
aby zachęcić inwestorów  
do budowy źródeł wytwórczych.**

2012, uzasadnione jest jego przedłużenie. Ważne jest jednakże, aby przedłużony system wsparcia charakteryzował się następującymi cechami:

- **stabilnością** – kluczowym założeniem funkcjonowania systemu wsparcia dla wytwarzania energii w wysokosprawnej kogeneracji w Polsce powinna być jego stabilność zapewniająca ograniczanie ryzyka inwestycyjnego w długim terminie. Oznacza to precyzyjne określenie okresu obowiązywania systemu, który powinien być na tyle długi, aby zapewnić inwestorom możliwość pozyskania finansowania na realizację inwestycji w źródła kogeneracyjne oraz ich opłacalną eksploatację. Ponadto, z punktu widzenia stabilności otoczenia regulacyjnego niezwykle istotne jest stopniowe zmniejszanie poziomu wsparcia, czyli zagwarantowanie, iż w przypadku decyzji o zaprzestaniu wspierania rozwoju kogeneracji, system wsparcia będzie wycofywany stopniowo, a nie w sposób nagły i nieprzewidywalny dla inwestorów, co mogłoby spowodować znaczącą zmianę warunków prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii w kogeneracji. Doświadczenia międzynarodowe pokazują, iż długoterminowa stabilność otoczenia regulacyjnego ma podstawowe znaczenie dla realizacji inwestycji w źródła wytwórcze i może odgrywać główną rolę w wykorzy-

staniu istniejącego potencjału sektora kogeneracji w Polsce. Zgodnie z proponowaną koncepcją przedłużenia systemu wsparcia, poprawa jego stabilności może zostać osiągnięta poprzez:

- **wydłużenie okresu obowiązywania systemu wsparcia co najmniej do roku 2020** – w celu zapewnienia stabilnych warunków do realizacji inwestycji w zakresie rozbudowy źródeł kogeneracyjnych kluczowe jest wprowadzenie do prawa energetycznego oraz rozporządzeń wykonawczych zapisów gwarantujących funkcjonowanie systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji w Polsce co najmniej do końca roku 2020. Pod koniec tego okresu konieczne będzie przeprowadzenie analizy efektywności działania systemu i podjęcie decyzji w zakresie jego ewentualnego przedłużenia lub stopniowego wycofywania. Analiza i decyzja w tym zakresie powinna zostać podjęta z odpowiednim wyprzedzeniem (np. co najmniej dwóch lat). Ocena systemu wspierania wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji (opartego na obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej) przeprowadzana powinna być przez ministra właściwego do spraw gospodarki w uzgodnieniu z prezesem URE i przedstawiana w raporcie, o którym mowa w art. 9n ust. 1 prawa energetycznego;
- **stopniowe zmniejszanie poziomu wsparcia** – w przypadku podjęcia decyzji o likwidacji systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji po 2020 roku, istotne jest, aby wsparcie dla inwestorów było wycofywane stopniowo np. poprzez określenie ścieżki redukcji poziomu opłaty zastępczej (aż do całkowitego wyeliminowania wsparcia). Data zakończenia funkcjonowania systemu nie powinna być sztywno określona – powinna być uzależniona od oceny funkcjonowania tego systemu. W przypadku pozytywnej oceny system powinien być przedłużony na kolejne lata. Jedynie w przypadku negatywnej oceny powinien rozpocząć się pięcioletni okres redukcji obowiązku kogeneracyjnego;
- **przewidywalnością** – zapewniającą możliwość dokładnego prognozowania przez inwestorów poziomu przychodów ze sprzedaży świadectw pochodzenia dla energii wytwarzanej w procesie wysokosprawnej kogeneracji. Poprawa przewidywalności poziomu wsparcia w ramach systemu dla wysokosprawnej kogeneracji (zwłaszcza w odniesieniu do kogeneracji gazowej) powinna być zrealizowana poprzez wdrożenie następujących rozwiązań:
  - **zawężenie przedziału opłaty zastępczej** – zamiast dotychczasowego przedziału dla wskaźnika Ozg, tj. 15%–110% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, wprowadzony powinien zostać przedział 50%–100%. Wskaźnik ten w dalszym ciągu powinien odnosić się nie tylko do źródeł energii opalanych paliwami gazowymi, lecz również do jednostek o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej źródła poniżej 1 MW, co zapewni stymulację rozwoju kogeneracji rozproszonej;



○ **definicja sposobu wyznaczania bezwzględnego poziomu jednostkowej opłaty zastępczej** – w tym zakresie konieczne jest uzupełnienie art. 9a ust. 8b ustawy „Prawo energetyczne” w ten sposób, aby obok dotychczasowych kryteriów branych pod uwagę przy ustalaniu jednostkowej opłaty zastępczej, prezes URE zobowiązany był brać pod uwagę również konieczność pokrycia kosztów operacyjnych, amortyzacji majątku wytwórczego oraz zwrotu z kapitału zainwestowanego w źródła kogeneracyjne przez przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji. Uściślenie sposobu wyznaczania poziomu jednostkowej opłaty zastępczej może być osiągnięte poprzez określenie w ustawie precyzyjnego wzoru, który wykluczałby swobodne (administracyjne) ustalanie jednostkowej opłaty zastępczej przez organ regulacyjny;

■ **efektywnością ekonomiczną** – zapewniającą poziom wsparcia, który umożliwi realizację inwestycji kogeneracyjnych przy jednoczesnej minimalizacji całkowitych kosztów funkcjonowania systemu. Poziom wsparcia otrzymywany przez inwestorów poprzez sprzedaż praw majątkowych wynikających z certyfikatów kogeneracyjnych powinien zapewniać inwestorom możliwość pokrycia nie tylko kosztów operacyjnych i amortyzacji majątku, ale i uzyskania satysfakcjonującego zwrotu z zaangażowanego kapitału (odzwierciedlającego poziom ryzyka). Z punktu widzenia kosztów działania systemu wsparcia istotne jest również, aby przyczyniał się on do wykorzystania potencjału wytwarzania energii w kogeneracji w Polsce w sposób maksymalnie efektywny kosztowo, to znaczy w przypadku, gdy warunki rynkowe będą umożliwiały opłacalność budowy i eksploatacji źródeł kogeneracyjnych, poziom wsparcia powinien być odpowiednio dostosowywany.

Cena rynkowa świadectw pochodzenia (warunkująca poziom przychodów wytwórców energii) jest wyznaczana na podstawie mechanizmu rynkowego (równoważenie popytu i podaży); w związku z tym kluczowe jest zapewnienie mechanizmu stymulującego popyt na energię z wysokosprawnej kogeneracji. W tym celu niezbędne jest wyznaczenie obowiązkowego udziału energii „żółtej”, „czerwonej” oraz „fioletowej” na poziomie zapewniającym rozwój źródeł kogeneracyjnych i wycenę świadectw pochodzenia na poziomie zbliżonym do jednostkowej opłaty zastępczej. Na podstawie przeprowadzonych analiz wstępnie można stwierdzić, iż w przypadku „energii żółtej” poziom obowiązku kogeneracyjnego, który zapewni stymulację inwestycji, powinien wynieść od 4% w 2013 roku do 7,5% w roku 2020;

■ **proekologicznym charakterem** – w celu maksymalizacji korzyści ekologicznych związanych ze wsparciem wytwarzania energii w procesie wysokosprawnej kogeneracji celowe jest utrzymanie zróżnicowanego poziomu wsparcia w zależności od rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii. Istotne jest zwłaszcza preferencyjne potraktowanie paliw gazowych (np. poprzez zawężenie przedziału wyznaczania jednostkowej opłaty zastępczej),

które charakteryzują się bardzo dobrymi parametrami ekologicznymi (m.in. niską jednostkową emisyjnością CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> i innych substancji szkodliwych na MWh wytworzonej energii).

\* \* \*

Podsumowując, można stwierdzić, iż zapisy kluczowych aktów prawnych oraz dokumentów programowych UE w zakresie kogeneracji zakładają, że produkcja skojarzona ma odgrywać istotną rolę w realizacji celów związanych z polityką energetyczną UE w perspektywie do roku 2020. Również w Polsce kwestie poprawy efektywności energetycznej oraz redukcji emisji gazów cieplarnianych są traktowane priorytetowo. Znalazło to wyraz w polityce energetycznej Polski do roku 2030, w której zakłada się, iż celem Polski jest dążenie do rozwoju gospodarki następującego bez wzrostu zapotrzebowania na energię pierwotną. Jako szczegółowe cele w tym obszarze wskazano:

– zwiększenie sprawności wytwarzania energii poprzez budowę wysokosprawnych jednostek wytwórczych oraz  
– dwukrotny wzrost do roku 2020 (w stosunku do roku 2006) produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji.

**Tylko istnienie przewidywanego i stabilnego w długim terminie systemu wsparcia może umożliwić realizację niezbędnych inwestycji w źródła kogeneracyjne**, które zapewnią osiągnięcie ww. celów. Ze względu na bardzo bliski termin zakończenia funkcjonowania systemu wsparcia dla kogeneracji konieczne jest przeprowadzenie działań stabilizujących otoczenie regulacyjne dla inwestorów oraz zapewniających optymalne wykorzystanie potencjału kogeneracji (zwłaszcza w ramach źródeł opalanych gazem ziemnym).

W tym celu Izba Gospodarcza Gazownictwa opracowała koncepcję przedłużenia systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji w Polsce po roku 2012 wraz z projektem niezbędnych zmian legislacyjnych w ustawie „Prawo energetyczne” oraz rozporządzeniach wykonawczych. Obecnie projekt ten został przekazany do Ministerstwa Gospodarki. ■

**Aleksander Gabryś**

ekspert Izby Gospodarczej Gazownictwa

<sup>1</sup> Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 roku w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG (Dz.U. UE L nr 52, poz. 50).

<sup>2</sup> Wspólnotowe wytyczne dotyczące pomocy państwa na rzecz ochrony środowiska naturalnego z 1 kwietnia 2008 roku zastępujące wspólnotowe wytyczne dotyczące pomocy państwa na rzecz ochrony środowiska naturalnego COM (2001) 37/03.

<sup>3</sup> Rozporządzenie Komisji (WE) 800/2008 z 6 sierpnia 2008 roku uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne ze wspólnym rynkiem w zastosowaniu art. 87 i 88 traktatu (tzw. ogólne rozporządzenie w sprawie wyłączeń grupowych).

<sup>4</sup> Należy zwrócić uwagę, iż w latach 2005 oraz 2007 zmianie uległa definicja energii wytwarzanej w procesie wysokosprawnej kogeneracji, co miało wpływ na odnotowany poziom produkcji i udział energii z kogeneracji w całkowitej produkcji energii elektrycznej.

# Efektywnie w kogeneracji

**Marcin Lewenstein**

Stabilne kontrakty na import gazu ziemnego, w tym LNG, oraz stopniowo rosnące jego wydobywanie z własnych źródeł, a także perspektywy pojawienia się na rynku krajowym gazu łupkowego tworzą korzystne warunki do wzrostu konsumpcji gazu.

W porównaniu z innymi krajami UE rynek daleki jest od nasycenia, a Polska pozostaje na jednym z ostatnich miejsc w Europie pod względem zużycia gazu ziemnego w przeliczeniu na jednego mieszkańca. Szansę na zwiększenie zużycia tego ekologicznego paliwa stwarza rozwój energetyki opartej na gazie ziemnym.

## TRUDNE DECYZJE

Inwestowanie w polskiej energetyce nie jest ani proste, ani łatwe z wielu powodów. Jednym z nich jest niepewność dotycząca tzw. pakietu klimatycznego. Nikt nie wie, jak ostatecznie od 2013 r. będzie wyglądał w Unii Europejskiej handel prawami do emisji CO<sub>2</sub> – jak będą określone normy emisji dwutlenku węgla, jakie będą kary za nadmierną jego emisję, kto i na jakich zasadach uzyska darmowe pozwolenie do emisji i na jakim poziomie ukształtują się ceny uprawnień. Nie wiadomo też, na jakie wsparcie może liczyć inwestor wdrażający najbardziej efektywne technologie. A przecież właśnie wymienione czynniki decydować będą o faktycznej cenie energii i o tym, jakie paliwo warto wybierać, aby inwestowanie w energetykę było opłacalne. Wiadomo, że z uwagi na ochronę środowiska polska energetyka będzie odchodzić od paliwa węglowego. Nie będzie to się jednak działo z dnia na dzień ani nawet z roku na

rok. Rozwój odnawialnych źródeł energii, wejście energetyki jądrowej i szersze niż dotychczas wprowadzanie paliwa gazowego dokonywać się będzie w najbliższych kilkunastu latach. Czekać nam, gazownikom, jednak nie wolno.

Gaz ziemny w obecnych warunkach jest paliwem relatywnie droгим. W pierwszym okresie ewolucji polskiej energetyki istotnym wsparciem dla gazu powinny stać się tzw. żółte (czytaj gazowe) certyfikaty dla energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z ciepłem. Ponadto, korzystny wpływ na popyt ze strony energetyki mogą mieć zmiany na rynku gazu. Pojawienie się w dużych ilościach gazu łupkowego, większa konkurencja na rynkach LNG i zwiększenie możliwości przesyłowych mogą zmienić relacje między cenami węgla i ga-

zu ziemnego na korzyść tego drugiego. Co nie znaczy, że od razu je całkowicie zniwelują. Są zatem powody, wynikające głównie z ochrony środowiska, aby kogenerację gazową promować i wspierać. **Taki system wsparcia powinien być stabilny, przewidywalny, efektywny i zorientowany na proekologiczną zmianę.** System powinien wspierać inwestycje zwłaszcza w pierwszym etapie ich funkcjonowania.

## GAZOWE ATUTY

Gaz ziemny poza niską emisyjnością szkodliwych substancji ma wiele atutów. Pierwszym są stosunkowo niskie koszty inwestycji. Dość proste technicznie bloki energetyczne, niewymagające drogich instalacji odsiarczania spalin, dają w efekcie tańsze od użytkowanych dotychczas elektrowni i elektrociepłowni węglowych czy wykorzystujących biomasę.

Kolejny atut energetyki gazowej to stosunkowo prosta i niewymagająca dużych terenów infrastruktura przy takich zakładach. Do elektrociepłowni gazowej nie trzeba doprowadzać specjalnych torów kolejowych, budować bocznicy i wydzielać przy nich ogromnych terenów pod skład węgla. To również obniża koszt inwestycji.

Gazowa kogeneracja to także jeden z najbardziej efektywnych energetycznie systemów produkcji, umożliwiając osiągnięcie bardzo wysokiej sprawności wytwarzania energii. Bloki gazowo-parowe mogą osiągać sprawność około 90%, a ich







Na zdjęciach – wizualizacja nowej elektrociepłowni gazowej w Stalowej Woli.

wielkość i elastyczność pracy może być z powodzeniem dostosowywana do potrzeb odbiorców ciepła w danej lokalizacji. Instalacje węglowe nie mają aż tak korzystnych parametrów.

Powyższe argumenty powinny przekonać osoby odpowiedzialne za politykę energetyczną do znalezienia sposobu wsparcia dla kogeneracji gazowej. Podstawowym postulatem musi być przedłużenie systemu wsparcia, aby mógł stać się rzeczywistym katalizatorem inwestycji w sektorze. Oprócz wydłużenia okresu obowiązywania żółtych certyfikatów przynajmniej do roku 2020, wyznaczonego jako kamień milowy dla pakietu klimatycznego, znaczenie będzie miało też ograniczenie uznaniowości w funkcjonowaniu systemu. Obecnie kluczową rolę w wycenie żółtych certyfikatów odgrywa prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Od jego decyzji zależy wysokość opłaty zastępczej w stosunku do ceny rynkowej – może fluktuować od 15 do 110% ceny sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym. Te widełki mają zbyt dużą rozpiętość i nie dość konkretnie precyzują zasady przyznawania takiego lub innego wskaźnika. Inwestorzy i banki zazwyczaj nie lubią uznaniowości – wolą wiedzieć z góry, na co mogą liczyć.

## STAWIAMY NA KOGENERACJĘ

Ponieważ najwyższą sprawność energetyczną można osiągnąć nie w przypadku typowej elektrowni czy ciepłowni wykorzystującej gaz ziemny, lecz jedynie w elektrociepłowni wytwarzającej w skojarzeniu energię elektryczną i ciepło, tę właśnie niszę rynkową PGNiG postara się uczynić

podstawowym obszarem swojej ekspansji w energetyce. Wiadomo, że energetycy zapewnią odbiór prądu, trudniej jest jednak z zagospodarowaniem ciepła. Musi być w pobliżu duży jego odbiorca – przemysłowy lub komunalny.

W ostatnich latach pojawiło się kilka propozycji wspólnego inwestowania PGNiG SA z partnerami z branż: energetycznej, paliwowej, a nawet chemicznej. Prowadzimy rozmowy z PGE, CEZ, Orlenem i innymi istotnymi graczami na polskim rynku. Zawieszony, niestety, został projekt budowy elektrociepłowni gazowej dla Lotosu, który wydawał się bardzo atrakcyjny, a miał być realizowany wspólnie z Energa. Obecnie słyszymy, że gdańska rafineria będzie produkować ciepło z produktów odpadowych ropy naftowej. Decyzji o kierunkach dalszej współpracy nie ułatwia także trwający już od pewnego czasu proces całkowitej prywatyzacji Lotosu.

Najbardziej zaawansowany i dający nadzieję na szybką realizację projekt dotyczy Elektrociepłowni Stalowa Wola. Partnerem PGNiG jest w tym przypadku koncern Tauron Polska Energia. Mamy zamiar realizować to przedsięwzięcie poprzez powołaną wspólnie spółkę celową, w formule *project finance* – dotychczas mało stosowanej w polskiej energetyce. Przetarg na generalnego wykonawcę inwestycji już prowadzimy. Trwają też prace związane z pozyskaniem finansowania.

Projektowana Elektrociepłownia Stalowa Wola będzie zużywać około 540 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie, jej moc wyniesie około 400 MW i będzie produkować około 3100 GWh energii elektrycznej rocznie oraz około 1800 TJ energii cieplnej.

Sprawność energetyczna bloku wyniesie 57–80%.

W połowie września br. zamierzamy podpisać umowę na finansowanie inwestycji z generalnym jej wykonawcą, a to oznaczałoby uruchomienie tej elektrociepłowni w drugiej połowie 2014 r.

W przypadku pozytywnych doświadczeń w Stalowej Woli spółka Tauron ma inne ciekawe lokalizacje dla elektrociepłowni (Katowice, Łągisza).

## STOŁECZNE OKAZJE

Wcześniej – być może już w pierwszej połowie tego roku – mamy zamiar uczestniczyć w dwóch przetargach. Są one ściśle ze sobą powiązane merytorycznie, chociaż będą organizowane przez dwa różne podmioty. Miasto Stołeczne Warszawa chce zbyć akcje Stołecznego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej (SPEC), a szwedzki koncern Vattenfall postanowił sprzedać majątek produkcyjny w Warszawie, składający się z pięciu zakładów wytwarzających energię elektryczną oraz ciepło. W pierwszych dniach marca rozpisaliśmy przetarg na wybór firmy doradczej, która będzie nas przygotowywać do przetargu i wspierać w procesie pozyskania finansowania dla tych transakcji. Staramy się pozyskać partnerów biznesowych zainteresowanych pakietami mniejszościowymi. Zainteresowanie deklaruje Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju, który byłby gotów objąć do 35% udziałów przy prywatyzacji SPEC-u. Biorąc pod uwagę, że 15% otrzyma załoga, możemy stać się właścicielem większościowym.

Wiadomo, że niektóre zakłady wytwarzające ciepło i energię elektryczną dla Warszawy już wymagają, lub będą wymagać, gruntownej modernizacji. Dobudowanie do zakładów opartych na energii węglowej kotłów wykorzystujących gaz byłoby ze wszech miar logiczne i efektywne ekonomicznie, nie mówiąc już o czynniku ekologicznym w takim miejscu jak stolica. Spółka PGNiG mogłaby w ten sposób sprzedawać coraz więcej gazu, a przecież naszej spółce właśnie na tym bardzo zależy. ■

Autor jest dyrektorem Biura Planowania Strategicznego PGNiG SA.

# Kogeneracja wymaga przewidywalnych regulacji prawnych

**Janusz Ryk**

Rynek energii w Polsce nie stwarza samoistnych warunków, by bez mechanizmów wsparcia kogeneracja mogła się rozwijać. Istniejący system wsparcia jest jednak zbyt mało atrakcyjny, by to zmienić. Konieczny jest nowy program dla rozwoju kogeneracji.

**M**ają tego świadomość uczestnicy rynku energii, ma tę świadomość Ministerstwo Gospodarki i dlatego wspólnie podjęto prace nad nowym programem rozwoju kogeneracji, uwzględniającym zmiany zachodzące na rynku oraz doświadczenia wynikające z dotychczas funkcjonującego systemu wsparcia. Tym bardziej że istniejący system wygasa w przyszłym roku i konieczna jest decyzja: – co dalej?

Dla inwestycji w sektorze energetycznym, kosztownych i liczonych – zależnie od technologii – na 15–20 lat, istnienie stabilnych i przewidywalnych warunków prawnych ma znaczenie kluczowe. Tego warunku nie spełniał dotychczas istniejący system wsparcia dla kogeneracji, bo bardzo krótki czas jego obowiązywania nie pozwalał na podejmowanie decyzji inwestycyjnych. A nawet jeśli ktoś podejmował takie ryzyko, instytucje finansowe nie przejawiały chęci rozmowy o ich kredytowaniu, nie wiedząc, jaki będzie mechanizm wsparcia po 2012 roku.

Jakie znaczenie mogą mieć uwarunkowania administracyjne i regulacyjne dla rynku energii, pokazują doświadczenia z sektora elektrociepłowni zawodowych. Do niedawna wielką uciążliwością był system taryfowania energii i ciepła wytwarzanych w skojarzeniu. Problem polega na tym, że w kogeneracji mamy dwa produkty wytworzone w tym samym procesie technologicznym i powstaje kwestia – do czego odnosić tworzenie ceny każdego z nich. Najbardziej oczywiste wydaje się odniesienie do ceny rynkowej innych nośników energii. W przypadku energii elektrycznej jest to stosunkowo proste, bo ten rynek jest relatywnie mocno rozbudowany i daje dobre sygnały cenowe, ale po stronie ciepła mieliśmy do tej pory system taryfowania i powstawała pewna uciążliwość administracyjna – przychody z tytułu energii elektrycznej były odejmowane od przychodów z ciepła. Jesienią ubiegłego roku udało się wypracować wspólnie z Ministerstwem Gospodarki i URE inne rozwiązanie. Ustalenie ceny ciepła z instalacji kogeneracyjnej będzie bazowało na pewnej cenie odniesienia, a przedstawiana do zatwierdzenia prezesowi URE taryfa będzie taryfą uproszczoną. Cena ciepła z instalacji kogeneracyjnych będzie średnią ceną ze źródeł niekogeneracyjnych i do tej ceny będzie odniesiony mechanizm wsparcia. W ten sposób jedna z barier rozwoju kogeneracji została zlikwidowana. Jest prosty system, prosta taryfa, a przede

wszystkim stabilizują się przychody z ciepła, bo ceny nie są uznaniowe, ale odniesione do czytelnego mechanizmu rynkowego. I co ważniejsze, nowy system daje pewność, że wprowadzenie kogeneracji nie będzie dodatkowym obciążeniem dla odbiorców ciepła. Praktycznie wszystkie elektrociepłownie zadeklarowały przystąpienie do nowego systemu.

Prace nad nowym programem rozwoju kogeneracji w Polsce nie ograniczyły się do identyfikacji istniejących barier. Wsparte zostały przygotowaniem analitycznego raportu – opracowanego przez naukowców z Politechniki Warszawskiej i ekspertów z branży – dotyczącego skuteczności dotychczas stosowanego systemu wsparcia, wskazującego na efektywność różnych nośników w funkcjonowaniu kogeneracji, a także na rozwiązania przyjęte w innych krajach, które okazały się skuteczne. Nadrzędnym celem prac nad mechanizmami wsparcia dla kogeneracji jest bowiem stworzenie warunków do wypełnienia jednego z ważnych celów polityki energetycznej państwa – podwojenie do 2020 roku wielkości energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu.

## SYSTEM WSPARCIA DLA KOGENERACJI

Do społecznych konsultacji trafią wkrótce propozycje nowych rozwiązań wspierających rozwój kogeneracji w Polsce. Założenie jest takie, że system wsparcia będzie się opierał na dwóch filarach.

Pierwszy – najbardziej zbliżony do dzisiejszego – będzie utrzymywał istniejące certyfikaty pokrywające koszty eksploatacyjne, na przykład związane z kosztami paliwa. Ceny certyfikatów wyznaczy rynek, ale na podstawie wysokości opłaty zastępczej ustalonej przez prezesa URE. To rozwiązanie wciąż jest potrzebne, bowiem jest zbyt wiele niewiadomych rynkowych – nie wiemy, jakie będą ceny na rynku uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i jakie koszty wygenerują planowane kolejne regulacje dotyczące ochrony środowiska. Ważne jest to, że określając wysokość opłaty zastępczej, prezes URE, aby ułatwić podejmowanie decyzji inwestycyjnych, będzie brał pod uwagę – porównawczo – rentowność przedsiębiorstw. Zakłada się, że system certyfikatów nie będzie miał wyznaczonego horyzontu czasowego, jednak przy założeniu, że nie będzie ceny minimum certyfikatu. Oznacza to, iż w przypadku korzystnych warunków rynkowych prezes URE może ustalić wartość certyfikatu na poziomie zero i tym samym wygaśnie ten mechanizm wsparcia. Co nie znaczy, że nie będzie funkcjonował jako instrument identyfikacji energii wytwarzanej w skojarzeniu.

Doświadczenia z funkcjonowania dotychczasowego systemu wsparcia wskazują, że nie spowodował on rozwoju kogeneracji. Uznano zatem, że nowy instrument, być może, przyspie-



szy ten proces. Drugim filarem wsparcia dla rozwoju kogeneracji ma być dofinansowanie inwestycji. Rozważaną propozycją jest konkurs ofert uwzględniających wielkość projektu, jego czas pracy i rodzaj wykorzystywanego paliwa. Naturalną instytucją realizującą wsparcie inwestycyjne mógłby być Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, a uszczegółowienia wymagają jeszcze regulacje związane z organizacją konkursów ofert oraz form wspierania finansowania inwestycji. Brane są pod uwagę dotacje, jednorazowe lub rozłożone w czasie, oraz kredyty preferencyjne jako operacje całościowe lub transzowe. Zakłada się, że program będzie obowiązywał do 2020 roku, kończącego organizację konkursów ofert. Po tym okresie Ministerstwo Gospodarki dokona oceny jego funkcjonowania pod kątem wypełnienia zakładanego celu – podwojenia produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu. Jeśli okaże się, że cel nie zostanie wypełniony, planuje się przedłużenie programu na kolejne lata.

Pewną trudnością w wypracowaniu tego programu jest określenie źródła jego finansowania. Założenie podstawowe jest takie, że środki pochodzić będą ze sprzedaży uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Problem polega na tym, że tymi potencjalnymi przychodami zainteresowanych jest wiele stron, a przede wszystkim Ministerstwo Finansów. W związku z tym nie jest jeszcze do końca wypracowany mechanizm redystrybucji tych przychodów. Choć trudno sobie wyobrazić, by Polska, zobligowana pakietem klimatyczno-energetycznym UE, pozwoliła sobie na niezrealizowanie krajowego celu – podwojenia produkcji energii w skojarzeniu. A bez tego programu wsparcia – finansowanego w oczywisty sposób ze środków pochodzących z obrotu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> – realizacja założonego celu będzie poważnie zagrożona.

## PRZYSZŁOŚĆ TO KOGENERACJA OPARTA NA GAZIE

Rozwój kogeneracji w Polsce, historycznie rzecz ujmując, związany jest z tradycyjnym paliwem – węglem kamiennym. Jeśli jednak patrzeć na problem perspektywicznie, musi zacząć kojarzyć się z innym nośnikiem energii – gazem ziemnym. Uwarunkowania historyczne będą powoli zanikać, ceny węgla coraz bardziej zbliżają się do ceny innych nośników, a rosnące koszty wypełniania rygorów ochrony środowiska proces ten tylko przyspieszą i w kolejnych latach projekty związane z energetyką gazową powinny być coraz bardziej atrakcyjne.

Kogeneracja oparta na gazie to projekty różnej skali – od małych instalacji rozproszonych po duże projekty elektrociepłowni zawodowych. Przykład elektrociepłowni w Stalowej Woli pokazuje, że już dzisiaj – przy odważnych decyzjach inwestycyjnych – są możliwe do realizacji. Wszystkie analizy wskazują, że w przypadku instalacji w mikroskali – od kilkuset kW do kilku MW – gaz jest najbardziej naturalnym paliwem. W Polsce ten segment jest jeszcze bardzo mało rozwinięty, są tylko pojedyncze instalacje, a perspektywy rozwoju bardzo duże. Całkowicie uprawnione jest przypuszczenie, że w tym segmencie kogeneracja gazowa będzie się rozwijała bardzo dynamicznie. Gdyby dotychczasowy system wsparcia dla kogeneracji był lepiej skonstruowany, przede wszystkim z większą perspektywą obowiązywania – wiele projektów gazowych zapewne już by

powstało. Logika rozwoju kogeneracji wskazuje jednak, że nie tylko ekologia ma cenę, ale paliwo również. Co stoi na przeszkodzie, by rozwiązać wreszcie problem taryf w gazownictwie i stworzyć preferencyjne warunki dla dużych odbiorców? Dlaczego właściciel wielu małych źródeł nie może być traktowany również jako duży odbiorca, na równie korzystnych warunkach? Jeśli chcemy wypełnić cele polityki energetycznej „3 × 20”, nie uciekniemy od udzielenia odpowiedzi na tak postawione pytania.

W Polskim Towarzystwie Elektrociepłowni Zawodowych oceniamy, jaki jest stan polskiego ciepłownictwa, jego potrzeby i plany rozwoju. Z obserwacji tych wynika, iż wiele instalacji wymaga już – lub wymagać będzie wkrótce – modernizacji. A to oznacza konieczność wykorzystania najnowocześniejszych rozwiązań. System wsparcia dla takich inwestycji pozwoli na wykorzystanie nowych technologii, z korzyścią dla przedsiębiorstw, samorządów lokalnych i miejscowej społeczności.

Przed wszystkimi uczestnikami rynku energii – elektroenergetyki, gazownictwa, ciepłownictwa – stoi teraz wielkie wyzwanie – promocja programu rozwoju kogeneracji. Wiedza o wszystkich korzyściach związanych z produkcją energii i ciepła w skojarzeniu i mechanizmach wsparcia dla takich inwestycji – modernizacji starych instalacji lub budowy nowych – musi dotrzeć do wszystkich potencjalnych inwestorów, nawet w małych ośrodkach, i małych firm komunalnych.

Jest to dobre pole do współpracy organizacji samorządów gospodarczych w sektorach związanych z rynkiem energii. Podobnie jak współdziałanie w wypracowaniu – wspólnie z Ministerstwem Gospodarki – możliwie najbardziej elastycznego i przyjaznego inwestorom programu wsparcia dla rozwoju kogeneracji. Wspólnie powinniśmy uczynić wszystko, by stworzyć ramy prawne i mechanizmy finansowe dla tego programu. Naszą rolą jest uświadomienie, jakie skutki – pozytywne i negatywne – mogą przynieść konkretne propozycje rozwiązań.

Przyszłość kogeneracji leży w interesie polskiej gospodarki, ale też jest perspektywnym programem dla sektora ciepłowniczego i gazowniczego. Na całym świecie poważne firmy budują koncerny multimedialne, poszerzając swój biznes, rozszerzając swoje kompetencje. Nowoczesne źródła energii, nawet w jednostkach parowo-gazowych, tzw. kombiblokach, mają sprawność nie wyższą niż 50–55%, ale gdy pozostała część energii wykorzystuje się do produkcji ciepła, sprawność przekracza 80%. Źródła gazowe są najbardziej elastyczne i bardzo efektywne, dają wiele korzyści i będzie ich coraz więcej przede wszystkim ze względu na ochronę środowiska.

Izba Gospodarcza Gazownictwa reprezentuje firmy dostarczające gaz, firmy produkujące i dostarczające urządzenia, Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych reprezentuje tych, którzy wiedzą, jak te urządzenia wykorzystywać, mamy wiedzę o rynku i wiemy, jak można lokalnie najbardziej efektywnie wykorzystywać paliwo gazowe. To bardzo dobry obszar do współpracy. ■

*Dr inż. Janusz Ryk jest dyrektorem Biura Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych, członkiem Rady Zarządzającej PKEE, prezesem Polskiego Klubu Kogeneracji.*

# Koncern multimedialny z silnym zapleczem wydobywczym

Rozmowa z **MICHAŁEM SZUBSKIM**,  
prezesem PGNiG SA



**Opublikowane wyniki finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG SA za ubiegły rok są imponujące. Co one oznaczają dla spółki?**

Zysk netto w 2010 r. wzrósł do 2,46 mld zł z 1,24 mld zł w 2009 roku, głównie dzięki rekordowemu wolumenowi sprzedanego gazu, który wyniósł 14,4 mld m<sup>3</sup>. Wzrost zapotrzebowania zaobserwowano we wszystkich grupach odbiorców – klienci domowi pobrali o 371 mln m<sup>3</sup> (10%), a klienci przemysłowi o 510 mln m<sup>3</sup> (7%) więcej gazu niż w 2009 roku. Sprzedaż gazu w IV kwartale 2010 roku również była rekordowo wysoka, gdyż wskutek spadku temperatur klienci domowi zakupili o 152 mln m<sup>3</sup> (12%) więcej gazu. Ponadto, zapotrzebowanie klientów przemysłowych było wyższe niż rok wcześniej – sprzedaż do tej grupy odbiorców wzrosła o 171 mln m<sup>3</sup> (8%). Mamy nadzieję, że znaczącą część tych środków będziemy mogli wykorzystać do sfinansowania naszego ambitnego programu inwestycyjnego, który przewiduje nakłady w wysokości 5,6 mld zł. Inwestycje na poszukiwania złóż ropy i gazu w kraju i za granicą wyniosą ponad 1,1 mld zł w 2011 r., w tym ok. 100 mln zł na poszukiwania gazu z łupków w Polsce. Kluczowym projektem w kraju jest rozbudowa kopalni Lubiatów–Międzychód–Grotów, której koszt wynosi ok. 1,4 mld zł. Obecne tempo realizacji tej inwestycji wskazuje, że kopalnia zo-

stanie oddana do użytku w 2012 r., o rok wcześniej niż planowano. Kontynuujemy również rozbudowę podziemnych magazynów gazu, m.in. kawernowych podziemnych magazynów gazu Kosakowo i Mogilno oraz największego podziemnego magazynu gazu w Wierchowicach. Wydatki te wyniosą ok. 650 mln zł. Ponad 1,2 mld zł zostanie przeznaczone na inwestycje w modernizację sieci dystrybucyjnej i budowę nowych przyłączy.

**PGNiG SA coraz silniej angażuje się w sektor elektroenergetyczny. Zapadła już decyzja o budowie – wspólnie z Tauron Polska Energia – nowej elektrociepłowni w Stalowej Woli, a jednocześnie planujecie akwizycję – udział w prywatyzacji SPEC oraz zakup Vattenfall.**

Mamy poważne plany wobec SPEC i części aktywów Vattenfalla w Polsce. W sprawie SPEC odebraliśmy już memorandum informacyjne, trwają jego analizy. W przypadku Vattenfalla czekamy na sygnał, jak ma wyglądać struktura transakcji i jej harmonogram. Istotne jest, czy Vattenfall sprzeda całość swych aktywów w jednej transakcji czy raczej będzie sprzedawał aktywa częściami. Jeżeli Vattenfall zdecyduje się na jednorazową sprzedaż aktywów, to skala transakcji będzie na poziomie kilku miliardów złotych. W takiej sytuacji będziemy rozglądać się za partnerem.

**Czy te wydatki mogą wpłynąć na zmniejszanie wydatków na poszukiwanie i wydobywanie?**

Jak już wspomniałem, na poszukiwania złóż w kraju i za granicą zamierzamy wydać ok. 1,1 mld zł. Chcemy tak wykorzystać pieniądze, aby udało się utrzymać w Polsce przynajmniej 30-procentowy udział krajowego gazu przy rosnącym zużyciu tego surowca ogółem. W ubiegłym roku planowaliśmy wydobyć na poziomie 4,1–4,2 mld m<sup>3</sup> i na ten rok plany są bardzo podobne. W sierpniu 2011 r. chcemy ponadto rozpocząć wydobywanie w Norwegii. Liczymy, że te inwestycje przyniosą znaczący przyrost wydobywania ropy naftowej już w 2013 roku. W przypadku gazu musimy być realistami i starać się osiągnąć oraz utrzymać wydobywanie na poziomie 4,5 mld m<sup>3</sup> rocznie. Pamiętając, że w ramach udokumentowanych zasobów gazu w Polsce, które wynoszą 102 mld m<sup>3</sup>, 94 mld m<sup>3</sup> znajdują się na koncesjach PGNiG SA. Jeśli odkryjemy duże złoża, to zwiększymy inwestycje w ich zagospodarowanie. Wówczas gazu czy ropy będzie więcej. Ale też nie od razu. Trzeba zdawać sobie sprawę, że cykl technologiczny w naszej branży to około 8–10 lat. Warto podkreślić, że nie ma w Polsce firmy, która tak intensywnie poszukiwałaby nowych złóż i przeznaczająca na ten cel tak znaczne środki jak PGNiG. Współczynnik odnawialności zasobów należy liczyć w okre-



sach pięcio-, sześcioletnich, a więc do 2015 roku uzyskamy poziom 1,1. Był taki moment w historii spółki, że znacznie zmniejszono nakłady na poszukiwania. A biorąc pod uwagę długi okres między odkryciem złoża a jego eksploatacją, przełożyło się to na obecne wyniki. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA zakończyło budowę nowej kopalni gazu ziemnego Wielichowo w okolicach Grodziska Wielkopolskiego. Kopalnia Wielichowo jest ściśle powiązana z dwiema innymi naszymi inwestycjami w tym rejonie: podziemnym magazynem gazu Bonikowo oraz odazotownią Grodzisk. Dzięki tym inwestycjom krajowe wydobycie gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy wzrośnie o ok. 200–300 mln m<sup>3</sup> rocznie.

**Czy w związku z wydarzeniami w Afryce Północnej zmienią się wasze priorytety w segmencie upstreamu? Czy problemy z poszukiwaniami w Egipcie i Libii nie wpłyną na wasze plany wydobywcze?**

Otoczenie jest dynamiczne. Gdy jeszcze prowadziliśmy prace nad nową strategią, Afryka Północna była spokojnym i stabilnym obszarem. Po zamieszkach w Egipcie i praktycznie wojnie domowej w Libii region ten, który wydawał nam się regionem umiarkowanego ryzyka, stał się nieprzewidywalny. Mimo to nie rezygnujemy z Afryki Północnej. Mamy dopiero marzec. Sytuacja w Egipcie się normalizuje. Na jesień zaplanowane są wybory. Myślę, że tam wrócimy i to jeszcze w tym roku. Więcej obaw budzi Libia. Nie do końca wiadomo, jak tam rozwinie się sytuacja. Ważne jest to, że zarówno w Egipcie, jak i Libii nasze koncesje zostały nabyte w bardzo transparentnej procedurze, w wyniku konkursu. W perspektywie do 2015 roku chcemy pozyskiwać 1,5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie z aktywów zagranicznych. Ok. 0,5 mld m<sup>3</sup> będzie pochodzić ze złóż w Norwegii. Za granicą musimy wydobyć jeszcze 1 mld m<sup>3</sup> gazu. Liczyliśmy, że duży udział w tym wydobyciu będzie miała właśnie Libia. Zgodnie z pierwotnymi planami, libijskie złoża były już przygotowywane do zagospodarowania i pierwszej produkcji z końcem 2014 r. Czy dziś to realne? Nie wiem. Jeśli sytuacja w Libii szybko się unormuje, wrócimy tam i podtrzymamy

nasze prognozy wydobywcze. Jeśli nie, to czeka nas ogromne wyzwanie, by pozyskać ten 1 mld m<sup>3</sup> gazu.

**Jak przebiegają prace poszukiwawczo-wydobywcze w Norwegii?**

Planujemy wydobycie w Norwegii w drugiej połowie 2011 roku, stopień zaawansowania prac wynosi ponad 90 proc. Na początku marca do Norwegii dotarła platforma wydobywcza FPSO, największa tego typu jednostka na świecie. Mamy też bardzo dobre wyniki, jeśli chodzi o tempo wiercenia, wcześniej był to jeden z głównych czynników ryzyka. Wydobycie ze złoża Skarv ma rozpocząć się zgodnie z planem w drugiej połowie 2011 r. Roczne wydobycie z tego złoża planowane jest na poziomie 0,5 mln ton ropy naftowej rocznie i 0,4 mld m<sup>3</sup> gazu. To będzie pierwsze zagraniczne wydobycie na tę skalę w historii spółki.

PGNiG ma 12 proc. w koncesjach na złożu Skarv, pozostali udziałowcy to BP (operator koncesji), E.ON Ruhrgas oraz Statoil. Z tymi firmami PGNiG współpracuje też na innych koncesjach. Znajdujące się w ramach koncesji PL 326 złożo Gro ma status odkrycia geologicznego (zgodnie z terminologią Norweskiego Dyrektoriatu Naftowego). Obecnie trwają prace rozpoznawcze na terenie koncesji PL 326, które prowadzi Shell – jako operator koncesji. Nie jesteśmy w stanie dokładnie określić, kiedy będzie znany wynik analiz, jednakże to właśnie w wyniku tych prac ma zostać oszacowana wielkość zasobów w złożu.

**W Niemczech powstała wasza spółka, która w przyszłości zajmie się sprzedażą gazu wydobywanego przez PGNiG za granicą. Jak ta działalność ma wyglądać?**

Niemiecka spółka będzie nie tylko sprzedawać, ale i kupować gaz. Jej zadaniem będzie działalność tradingowa. Planujemy, że spółka POGC Trading osiągnie zdolność handlową do połowy przyszłego roku, czyli do momentu, w którym ma przejąć odpowiedzialność za zagospodarowanie gazu wydobytego ze złoża Skarv w Norwegii i znaleźć optymalny sposób na sprzedaż tego surowca po jak najwyższej cenie. W początkowym etapie spółka ma handlować z dużymi partnerami,

wykorzystując platformy handlowe Gaspool, NCG lub TTF i giełdę w Lipsku. Chcemy, by w perspektywie około dwóch lat była w stanie uplasować około 500–700 mln m<sup>3</sup> gazu w dostawach do odbiorców na rynku niemieckim. To dość ambitny cel na tak trudnym i konkurencyjnym rynku. Ale jednocześnie ważna dla nas próba, bo wejście na rynek operacji tradingowych to możliwość zagospodarowania nadwyżek gazu ziemnego na wolnym rynku i wykorzystania tego rynku do budowania nowej oferty handlowej.

**Dobiega końca pana pierwsza kadencja w zarządzie i jednocześnie rozpoczyna się kolejna, dzięki ponownemu wyborowi. Proszę powiedzieć, jak ocenia pan efekty minionej kadencji, a co będzie wyzwaniem na przyszłość?**

Na pewno po stronie sukcesów zapisać należy te największe i najpoważniejsze sprawy, do których zaliczam umowę z Rosją na uzupełniające dostawy gazu ziemnego i podpisanie umowy z Katarrem na dostawy gazu płynnego. Do sukcesów należy też rozpędzenie procesów inwestycyjnych, budowa kopalń i podziemnych magazynów gazu, szeroki front badań i prac poszukiwawczych, przygotowanie koncepcji nowych, głębokich poszukiwań w Karpatach. Czy były jakieś porażki? Raczej rozczarowania. Tak było w przypadku naszej oferty adresowanej do sektora chemicznego – zaproszenie do robienia wspólnych przedsięwzięć, łączenia naszych firm, by wydłużyć łańcuch wartości wykorzystania gazu ziemnego, ale kole-dzy chemicy chyba jeszcze nie są gotowi do takich operacji i potraktowali naszą propozycję jako próbę wrogiego przejęcia. Gdy chodzi o przyszłość – na pewno wyzwaniem jest budowa kompetencji w zakresie gazu niekonwencjonalnego, bo PGNiG powinien być liderem w tej dziedzinie. Ważne jest również utrzymanie tempa inwestycji w zakresie podstawowej działalności spółki i w nowym obszarze – energetyki gazowej jako kolejnego segmentu działalności, pozwalającego na zdwersyfikowanie przychodów. ■

Rozmawiał  
**Adam Cymer**

# Prawo gazowe – plany legislacyjne

**Arkadiusz Falecki**

Izba Gospodarcza Gazownictwa, mając na uwadze potrzeby sektora gazowniczego wyrażone w uchwale kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego, podjęła działania na rzecz przygotowania projektu ustawy „Prawo gazowe”.

**P**artnerem merytorycznym IGG jest kancelaria prawna Grynhoff Woźny Wspólnicy. Prace nad projektem ustawy poprzedzone były decyzją Ministerstwa Gospodarki o rozdziale obecnej ustawy „Prawo energetyczne” na samodzielne ustawy dotyczące poszczególnych sektorów. Decyzja ta jest w pełni zgodna z uchwałą kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego. Wyodrębnienie ustawy gazowniczej jest konieczne ze względu na różnice między sektorami elektroenergetycznym, gazowym i ciepłowniczym, a także między poszczególnymi nośnikami energii oraz rozwojem wskazanych rynków. Obecne rozwiązania w prawie energetycznym nie odpowiadają potrzebom rynku gazowego. Ze względu na to, że były wprowadzane dla przedsiębiorstw elektroenergetycznych, często ich realizacja przez przedsiębiorstwa gazownicze w praktyce jest po prostu niemożliwa.

Zgodnie z programem prac legislacyjnych Rady Ministrów na 2011 r., dostępnym na stronach komitetu Rady Ministrów, Ministerstwo Gospodarki zakłada, że do końca kadencji parlamentu przedłożone zostaną następujące projekty ustaw: nowelizacja ustawy „Prawo energetyczne” w zakresie wsparcia odbiorców wrażliwych, „Prawo gazowe”, „Prawo elektroenergetyczne”. Projekty te mają na celu wprowadzenie do polskiego systemu prawnego III pakietu liberalizującego rynek energii. Nie udostępniono natomiast informacji na temat planów przyjęcia ustaw dotyczących sektora ciepłowniczego, odnawialnych źródeł energii, paliw ciekłych i powiązanej z sektorem gazowniczym kogeneracji. Rezygnacja z ustawy

„Prawo energetyczne”, jakkolwiek uzasadniona, powinna być poprzedzona opracowaniem i przyjęciem ustaw dla wszystkich dotychczas objętych nią sektorów. Brak projektów w tym zakresie rodzi duże ryzyko, że utrzymany będzie stan dotychczasowy i narastać będzie opóźnienie w przyjęciu ustawy „Prawo gazowe”.

Obawa ta jest tym bardziej uzasadniona, że żaden ze wskazanych projektów nie jest oznaczony jako „priorytet” (priorytet w opinii rządu musi być przyjęty jeszcze przez obecny parlament). Brak priorytetu dla tych projektów dziwi, zwłaszcza w kontekście upływu 18-miesięcznego terminu na implementację III pakietu (3 marca 2011 r.) oraz ze względu na przyjęte przez rząd założenie dla polskiej prezydencji w Unii Europejskiej wzmocnienia zewnętrznej polityki energetycznej UE. Polska chce zaproponować dyskusję na temat rozwiązań legislacyjnych, które pozwolą zachować konkurencyjność europejskiego sektora energetycznego. Rząd zamierza również wypracować – na podstawie nowych zapisów Traktatu Lizbońskiego, mechanizmy prowadzenia solidarnej i konkurencyjnej zewnętrznej polityki energetycznej. Wątpliwa jednak jest możliwość realizacji tych założeń przy braku implementacji kluczowych aktów prawa europejskiego w tym zakresie. Warto zwrócić uwagę również na wypowiedzi G. Oettingera, komisarza ds. energii, który wskazuje, że Komisja Europejska jesienią bieżącego roku wobec krajów, które nie dotrzymają tego terminu będzie wszczynać postępowania w związku z naruszeniem traktatu. W świetle tych uwarunkowań, prace nad

ustawami „Prawo gazowe” i „Prawo energetyczne” powinny natychmiast uzyskać należyty priorytet.

Projekt ustawy „Prawo gazowe”, przygotowany przez kancelarię Grynhoff Woźny Wspólnicy z uwzględnieniem uwag członków zespołu ds. prawa gazowego IGG dostosowuje obowiązujące dotychczas rozwiązania prawne do wymogów dyrektywy 2009/73, pozostawiając w mocy sprawdzone konstrukcje dostosowane do stopnia rozwoju rynku gazu w Polsce. Z drugiej strony, wprowadzono nowe rozwiązania mające na celu aktywizację rynku gazowego. Założenia przyjęte przy przygotowaniu tego projektu to przede wszystkim zmniejszenie regulacji i obciążeń administracyjnych przedsiębiorstw energetycznych, eliminacja błędów dostrzeżonych w praktyce prawa energetycznego, wprowadzenie mechanizmów umożliwiających rozwój konkurencji, a także precyzyjne określenie obowiązków przedsiębiorców gazowniczych. Poza implementacją dyrektywy zaproponowano odejście od regulacji innych rodzajów działalności niż *stricte* powiązanych z wykorzystaniem infrastruktury sieciowej, rezygnację z opłat koncesyjnych, zmniejszenie liczby decyzji administracyjnych niezbędnych do prowadzenia działalności. Wprowadzono też rozwiązania, których celem jest pobudzenie rynku gazowego, wśród nich zwiększono możliwości prowadzenia obrotu gazem bez koncesji, możliwości obrotu gazem ziemnym w punkcie wymiany handlowej, ułatwienie inwestycji w infrastrukturę gazową poprzez regulację procedury *Open Season* oraz rezygnację z administracyjnej regulacji cen gazu.

Projekt przedstawiony przez kancelarię Grynhoff Woźny Wspólnicy był przedmiotem wielotygodniowej dyskusji członków zespołu ds. prawa gazowego przy IGG.

#### Obszary wymagające dalszej dyskusji uczestników rynku

- procedura wyznaczania operatorów na cudzej infrastrukturze,
- rozliczenie i bilansowanie w jednostkach energii,
- rozwiązania dotyczące zapasów obowiązkowych.

Na podstawie wniesionych opinii i uwag określono kluczowe obszary, które wymagają dalszej dyskusji uczestników rynku.

Wypracowanie rozwiązań we wskazanych obszarach jest kluczowe dla harmonijnej współpracy pomiędzy przedsiębior-

stwami gazowniczymi. Forum IGG pozwala na merytoryczną dyskusję i wypracowanie wspólnych rozwiązań służących branży gazowniczej.

Przygotowany przez kancelię Grynhoff Woźny Wspólnicy ostateczny projekt ustawy „Prawo gazowe”, zostanie przekazany Ministerstwu Gospodarki. Działanie to ma na celu wsparcie merytoryczne legislacji, w przypadku zaś wykorzystania projektu IGG lub zaproponowanych tam rozwiązań, w dalszych pracach nad

ustawą pozwoli na przyspieszenie konsultacji społecznych. Niewiele ponad 100 dni do rozpoczęcia przez Polskę przewodniczenia Unii Europejskiej zobowiązuje administrację do podjęcia wysiłków na rzecz przyjęcia prawa gazowego i innych aktów implementujących III pakiet. ■

*Informacja wg stanu na 11 marca 2011 r.*

*Autor jest prawnikiem w departamencie paliwowo-energetycznym w kancelarii Grynhoff Woźny Wspólnicy.*

## Inteligentne opomiarowanie

# Dyskusja z URE

Projekt stanowiska prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych jest trudny do przyjęcia – twierdzą zgodnie przedstawiciele branży zrzeszeni w Izbie Gospodarczej Gazownictwa.

Branża gazownicza od dawna działa na rzecz podnoszenia poziomu technologicznego i technicznego, zapewniającego racjonalizację kosztów dostaw gazu do odbiorców i podnoszenia komfortu obsługi odbiorców, m.in. poprzez dwustronność odczytów. Od ponad roku działania te koordynuje zespół ds. inteligentnego opomiarowania przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa, składający się z przedstawicieli jednostek: dystrybucji gazu (operatorów), jednostek obrotu, producentów urządzeń związanych z pomiarami i firm informatycznych.

Zespół wypracował już definicję „funkcjonalności” oraz zakres protokołu komunikacyjnego dla gazownictwa. Członkowie zespołu dokonali szczegółowej analizy stanu istniejącego i propozycji rozwiązań funkcjonalno-organizacyjnych dla rynku opomiarowania u odbiorców indywidualnych w polskim sektorze gazowym, odnosząc się do propozycji, którą pod koniec 2010 r. przedstawiła firma PSE – Operator S.A. Wnioski z analizy wykazały, że optymalnym modelem funkcjonowania rynku opomiarowania odbiorców indywidualnych w polskim sekto-

rze gazowym jest wariant zakładający pozostawienie zarządzania danymi pomiarowymi w ramach spółek OSD (stan obecny), połączony z optymalizacją przebiegu procesów biznesowych w tym zakresie. Zespół uznał, że przy obecnej strukturze i poziomie liberalizacji rynku utworzenie podmiotu pełniącego funkcję (centralnego) niezależnego operatora pomiarów (NOP) dla sektora gazowego (i elektroenergetycznego) nie znajduje uzasadnienia.

Branża gazownicza uwzględniła kierunkowe zapisy III dyrektywy gazowej, a Izba Gospodarcza Gazownictwa ma zamiar wystąpić do firm członkowskich o wyprzedzające wykonanie studium wdrażania systemów inteligentnego opomiarowania w gazownictwie, a być może także analizy opłacalności zarówno dla odbiorców, jak i pozostałych uczestników rynku gazu (*Cost Benefits Analysis*).

Z oceny dotychczasowych prac zespołu oraz analizy stanowiska prezesa URE wynika, że istnieje bardzo duże ryzyko rozbieżności w kształtowaniu rozliczeń proponowanych dla elektroenergetyki i dla gazownictwa, a to uzasadnia wykonanie odrębnego projektu wymagań URE przy wdrażaniu

przez przedsiębiorstwa gazownicze inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych. Takie wymagania mogłyby być opracowane po zrealizowaniu przez sektor gazownictwa wspomnianych wcześniej analiz korzyści i kosztów, wprowadzenia SM dla poszczególnych grup odbiorców i po zapoznaniu się z wyprzedzającymi (pilotażowymi) wynikami sektora elektroenergetycznego. Można z dużym prawdopodobieństwem przypuszczać, iż ze względu na różny kształt rynku gazu (duża ilościowo grupa odbiorców wykorzystujących gaz do przygotowywania posiłków, charakteryzująca się małym zużyciem rocznym gazu, w analizie opłacalności będzie wskazywała na mniejszą efektywność zastosowania SM dla tych odbiorców niż odbiorców o dużej zmienności dobowej i sezonowej zużycia. A zatem okres przejściowy, który dla elektroenergetyki przewiduje istnienie dwutorowości obsługi pomiarów (odczyt inkasencki i SM), w odniesieniu do gazu może pozostać na długo systemem współistniejącym.

W tej sytuacji logiczne wydaje się wyłączenie z postulowanej architektury systemu sektora gazowniczego, ponieważ nakładałoby to na ten sektor konieczność nagłych i radykalnych zmian techniczno-organizacyjnych, podczas gdy obecny rynek opomiarowania gazu w Polsce funkcjonuje prawidłowo, spółki tego sektora muszą zaś wygenerować dodatkowe środki finansowe na inne cele inwestycyjne, w tym np. na wprowadzanie rozliczenia gazu ziemnego w jednostkach energii. ■

Opr. AC



# Prawda i mity o europejskim rynku gazu

**Andrzej Schoeneich**

Zorganizowana przez IGG 20–22 stycznia 2011 r. w Zakopanem międzynarodowa konferencja, której mottem było „Klient – jego wpływ na przemiany na rynku gazu” to najważniejsza w Polsce w ostatnim czasie debata specjalistów nad gwałtownie zmieniającym się europejskim rynkiem gazu.

**W**prowadzenia do konferencji i prezentacji głównych zagadnień dokonał moderator, **Andrzej Sikora**, prezes Instytutu Studiów Energetycznych, który podkreślił, że mimo iż gaz jest specyficznym surowcem, poddanym stosunkowo licznym reżimom regulacyjnym, to postępujący i nieuchronny proces tworzenia jednolitego zliberalizowanego rynku gazu w UE powoduje, że klienci (odbiorcy) stają się coraz ważniejszym czynnikiem zmian cenowych i strukturalno-organizacyjnych tego rynku.

**Jean Marie Devos**, były sekretarz generalny (do września 2010 r.) Eurogasu, w swoim wystąpieniu pt. „Czy mamy właściwą politykę Unii Europejskiej” wskazał na liczne przykłady relatywnie szybko postępującej nadregulacji na szczeblu unijnym. J. M. Devos zwrócił uwagę, że nowa unijna Agencja ds. Współpracy Regulatorów Krajowych (ACER), obok głównych zadań monitoringu i koordynacji krajowych regulatorów, rozwija (co może być niebezpieczne) działalność w kierunku pełnienia roli „wielkiego brata”, który na podstawie proponowanego projektu rozporządzenia unijnego, a więc obowiązującego wprost wszystkie kraje unijne, zamierza stać się podmiotem nadzorującym rynek hurtowy gazu, jak również monopolizującym całą wiedzę o europejskim handlu paliwami gazowymi. Z koncepcji tego rozporządzenia można wysnuć wnioski, że krajowe organa regulacji w niedalekiej przyszłości staną się oddziałami terenowymi tej agencji. Podobne niebezpieczeństwo nadregulacji dostrzec można w podjętych, w tym również w Polsce,

próbach tworzenia niezależnych operatorów pomiarów, którzy będą jedynymi podmiotami na rynkach krajowych do zarządzania i udostępniania wyników pomiarów, a tym samym NOP stanie się organem posiadającym pełną wiedzę o klientach (danych osobowych) danego obszaru. Niezależnie od krytyki narastania tzw. biurokracji brukselskiej, J.M. Devos okazał się entuzjastą gazu ziemnego, podkreślając, że hasło Światowego Kongresu Gazowego w Buenos Aires z 2009 roku – „W kierunku złotego wieku gazu ziemnego” – jest zasadne, co potwierdził licznymi przykładami.

**Jirina Repaska**, dyrektor ds. marketingu SPP (Slovenský Plynárenský Priemysel, a.s.), w swoim wystąpieniu pt. „Liberalizacja rynku gazu na Słowacji” poinformowała o skutkach otwarcia rynku gazu na Słowacji, w tym dostępu do podziemnych magazynów gazu, które w przypadku SPP osiągnęły pojemność 2,8 mld m<sup>3</sup> gazu, przy rocznym zużyciu gazu wynoszącym 5,5 mld m<sup>3</sup>. Po ostatnim kryzysie w dostawach gazu ze wschodu, na Słowacji wielkim wysiłkiem zrealizowano inwestycje (wybudowano m.in. rewersy) i w 2011 roku Słowacja może już sprowadzać ponad 20% gazu niezależnie od Gazpromu. Jednocześnie konkurencja, wykorzystując stałe wahania cen spotowych, przejęła część klientów: w 2009 r. – 8% klientów biznesowych, a w 2010 r. SPP utraciło już 25% rynku w segmencie biznesowym. Tymczasem 1 stycznia 2011 roku czeska firma CEZ ogłosiła wejście na rynek odbiorców domowych w Słowacji i należy spodziewać się utraty kilkunastu tysięcy odbiorców domowych.

Analizy wykonane przez SPP w sprawie przyczyn opuszczania ich przez klientów wskazują, że klienci oczekują nowości i niższych cen i „znudzili się” tzw. firmami historycznymi. Niemniej w styczniu część klientów zasygnalizowała, że zamierza wrócić do SPP, które dostosowuje się do coraz większych wymagań klientów.

Podobnie jak w poprzednich latach, niezwykle ciekawe było wystąpienie pt. „Kryzys gospodarczy i zmiany otoczenia rynkowego jako szansa – strategiczne wyzwania i opcje działania dla gazownictwa”, które przygotował Andreas Potetzki z E.ON Ruhrgas AG. Autor udowodnił, że gaz ziemny w Niemczech jest to energia z przyszłością, przy czym obecna nadpodaż gazu i wywołany recesją spadek popytu (7% w 2010 r.) ostryżają sytuację dla kontraktów wieloletnich i konkurenci podejmują wszelkie działania, by zagospodarować nadwyżki gazu w różnych segmentach rynku. Równoległe państwo wprowadziło wiele zwolnień podatkowych od zużycia gazu jako paliwa ekologicznego, m.in. na podstawie odrębnej ustawy o kogeneracji. Bardzo szybko rozwija się *smart metering* pod hasłem „inteligentny dom” i bardzo modne stają się mikroukłady skojarzone, czyli tzw. ogrzewanie gazowe wytwarzające prąd. Grupą docelową stają się tu głównie małe domy jednorodzinne. Mikroukłady skojarzone zapewniają „wymarzoną” przez znaczną część klientów niezależność od dotychczasowych dostawców energii elektrycznej. Pomimo planowanego uruchomienia w 2011 r. pierwszej nitki Nord Stream, budowy gazociągów Opal i Nel, rozwijane są nowe moce terminali LNG, co pozwala w negocjacjach z Gazpromem oraz Statoilem uelastyczniać umowy długoterminowe i „zbijać” ceny. Szeroki dostęp E.ON Ruhrgas do europejskich terminali LNG ma zapewniać taką ilość gazu ze wschodu, która nie przekroczy wskaźnika bezpieczeństwa dostaw. Autor dodał, że w dalszym ciągu trwa otwieranie rynku

niemieckiego przez samodzielnego Operatora Sieci Przesyłowych (12 tys. km gazuociągu), aby umożliwić technicznie krótkoterminowy obrót gazem w wirtualnym punkcie handlu. Trwa rozbudowa aktywów E.ON Gas Storage, która 1 stycznia 2011 r. przekroczyła pojemność 10 mld m<sup>3</sup> gazu. Przesycenie rynku gazu – według analiz E.ON – skończy się w połowie 2015 r., ponieważ obecnie brakuje bodźców do inwestycji w infrastrukturę i upstream. Dlatego przyszłością dla gazonictwa jest dalszy rozwój najnowszych technologii, które umożliwiają znaczne oszczędności w zużyciu gazu.

**Prof. Maciej Kaliski**, dyrektor Departamentu Ropy i Gazu MG, w referacie pt. „**Rozwój rynku gazu ziemnego w Polsce w świetle podpisanego porozumienia międzyrządowego na dostawy gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej**” zwrócił uwagę, że wbrew twierdzeniom niektórych ekspertów wyrażających opinię o wzrastającej zależności Polski od importu surowców z kierunku wschodniego, Polska jest jednym z najbezpieczniejszych państw UE i zajmuje trzecie miejsce po Danii i Wielkiej Brytanii we wskaźniku całkowitej zależności od importu. Zaznaczył również, że wyrażane opinie o nadpodaży gazu w Polsce po roku 2015 nie uwzględniają faktu, że np. wskaźnik zużycia gazu na osobę w 2009 roku w Polsce, wynoszący 361 m<sup>3</sup> jest trzykrotnie mniejszy od średniej unijnej (mniejszy jest tylko w Szwecji), a np. w Holandii wynosi 3781 m<sup>3</sup>. Prof. Kaliski, porównując strukturę przyrostu nowych mocy w poszczególnych technologiach energetycznych w krajach UE w ostatnich 10 latach, zwrócił uwagę, że elektrownie gazowe osiągnęły wskaźnik 52%, na drugie miejsce wyszły elektrownie wiatrowe – 30%. Trzeba również podkreślić, że bloki węglowe powyżej 50 lat praktycznie zaczynają już „wypadać” z bilansu mocy, a bloków powyżej 40 lat jest więcej niż 40%. Prof. M. Kaliski przytoczył przesłanie ostatniego Forum Energetycznego, które odbyło się na początku 2011 r. w Abu Dhabi. Wszyscy znaczący eksperci światowi podkreślali, że XXI wiek, aż do lat ok. 2060–2070, to głównie rozwój energetyki oparty na gazie ziemnym. Obecnie w Polsce opłaty za emisję 1 tony CO<sub>2</sub> w wysokości 20–30 USD powodują, że gaz ziemny uzyskuje przewagę ekonomiczną nad węglem, a należy wspomnieć,



*Uczestnicy konferencji w Zakopanem. Od lewej: Andrzej Schoeneich, prof. Maciej Kaliski, Andrzej Sikora, Mirosław Dobrut, Aleksander Miedwiediew, Bogdan Marcinkiewicz oraz Michał Szubski.*

że Unia Europejska prawdopodobnie od roku 2015 wprowadzi opłatę w wysokości 50–60 USD za 1 tonę.

W niezwykle interesującym wystąpieniu pt. „**Rynek polski w świetle bilansu Gazpromu (Gazexportu)**”, **Aleksander Iwanowicz Miedwiediew**, wiceprezes OAO Gazprom, wyraził zadowolenie, że po zakończeniu niezwykle trudnych negocjacji dotyczących wieloletniego kontraktu na dostawy gazu ziemnego do Polski, istnieje możliwość rozwoju biznesowych kontaktów w wielu obszarach działalności. Polska jest w piątce największych odbiorców gazu w Unii Europejskiej i jest to dobra baza do rozwoju współpracy np. przy wspólnej budowie elektrowni lub elektrociepłowni zasilanych gazem ziemnym. Zastanawiał się, czy politycy unijni mają prawo (i wiedzę) do narzucania nowych uwarunkowań (III Pakiet Liberalizacyjny), które stawiają dostawców gazu w niekorzystnej sytuacji i odsuwają ich od inwestycji infrastrukturalnych, co przeszkadza naturalnemu rozwojowi sieci gazowych. Wskazał, że wydobycie w Europie stale (naturalnie) spada, a wspólne prognozy i analizy wykonywane w Unii i w Rosji wskazują, że potrzeby Europy w 2020 roku wyniosą ok. 380 mld m<sup>3</sup> gazu, zaś w roku 2030 osiągną 440 mld m<sup>3</sup>. A zatem takie inwestycje jak Nord Stream i South Stream są jak najbardziej uzasadnione, ponieważ nie może być tak jak dotychczas, że ok. 80% dostaw gazu z Rosji przesyłane jest przez Ukrainę. Zgodził się z przedmówcą, prof. Maciejem Kaliskim, iż podstawą współpracy powinny być uczciwe kontrakty cenowe. Wskazał również, że rynek spotowy nie gwarantuje stabilności. Jak się okazało, w spotach cena tak szybko spada, jak szybko rośnie, co się dzieje w tej chwili. Nie kwestionując znaczenia OZE, należy stwierdzić, że

zwiększenie zużycia gazu o 1% pozwala zredukować emisję CO<sub>2</sub> o ponad 3%. A jeżeli zastąpimy co drugą elektrownię węglową elektrownią gazową, to cel UE zmniejszenia emisji zostanie osiągnięty od razu w 50% przy 2–3 razy niższych nakładach. Odnośnie do mitów i prawd powstających wokół tzw. gazu łupkowego, wskazał, że jest coraz więcej dowodów na to, że ekonomika wydobycia gazu i ochrona środowiska naturalnego mogą, w niektórych krajach UE, zmarginalizować znaczenie tego gazu dla bilansu paliwowego. Zaproponował, aby polskie i rosyjskie firmy podjęły współpracę w zakresie wykorzystania gazu w postaci CNG/LNG w transporcie publicznym i ciężarowym, jak również wyposażając statki w silniki gazowe, szczególnie w obszarze Morza Bałtyckiego.

Referat pt. „**GAZ-SYSTEM – dostosowanie do rynku Unii Europejskiej. Oczekiwania organów UE oraz klientów polskich**” przedstawili dyrektorzy **Piotr Bujalski** i **Marcin Czub**. Wskazali na bardzo szczegółowe publiczne obowiązki publikacyjne wynikające z rozporządzenia nr 715/2009 UE, jak np. informacje *ex post* i *ex ante* dotyczące podaży i popytu, oparte na nominacjach oraz zrealizowanych przepływach z/do systemu. Mówili też o działaniach podjętych w celu zbilansowania systemu, w tym również kosztach i wygenerowanych dochodach. Obowiązki przejrzystości obejmują m.in. wszystkie właściwe punkty systemu przesyłowego w zależności od stref bilansowania (system gazu E i Lw oraz SGT). Referujący zapoznali zebranych z podstawowymi zadaniami inwestycyjnymi, które mają gwarantować, że – zgodnie z rozporządzeniem SoS przyjętym w październiku 2010 r. – GAZ-SYSTEM S.A. ma udostępnić stałą

zdolność przepływu w obu kierunkach na wszystkich transgranicznych połączeniach międzysystemowych pomiędzy państwami członkowskimi nie później niż do 3 grudnia 2013 roku (z wyjątkiem instalacji LNG i sieci dystrybucyjnych). GAZ-SYSTEM S.A. jest do tego przygotowany i realizuje bilanse i niezbilansowania w jednostkach energii, zaś wzór wyliczenia energii przesłanego gazu jest dostępny w OGP. Dostosowując się do wymogów III Pakietu Liberalizacyjnego, OGP GAZ-SYSTEM S.A. obecnie aktualizuje IRIESP i przygotowuje taryfę tzw. *entry-exit*, która zacznie obowiązywać 1 czerwca 2011 r.

**Łukasz Pawłowski** z PGNiG SA w referacie pt. „**Perspektywy rynku gazu ziemnego w Polsce w świetle rosnących wymagań klienta**” wskazał, że z badań i ankietyzacji klientów wynika,

iż klienci oczekują, aby formuła cenowa dostosowana do indywidualnych potrzeb klientów była przyjazna i przejrzysta, zaś cena gazu – w większym stopniu uzależniona od wielkości jego pobierania. Klienci proponują obniżenie opłat stałych lub ich całkowitą likwidację, zwłaszcza w okresie niepobierania gazu, i oczekują rozdzielenia umów kompleksowych. Sugerują również stworzenie giełdy gazowej, co pozwoliłoby sprzedawcom na elastyczny obrót gazem, a klientom na optymalizowanie kosztów. Klienci opowiadają się również za zmianą sprzedawcy gazu bez ponoszenia kosztów po stronie klienta. Referujący omówił też działania PGNiG SA w zakresie stabilności dostaw i cen, która ma różne znaczenie w poszczególnych branżach i wskazał, że cena gazu jako koszt produkcji powinna być po-

równywalna z ofertą na sąsiednich rynkach Polski. PGNiG SA oczekuje na w miarę szybkie uwolnienie cen gazu w ramach deregulacji rynku dla odbiorców przemysłowych.

Podsumowując konferencję, **Andrzej Schoeneich**, dyrektor Biura Izby Gospodarczej Gazownictwa, zaprezentował założenia do przygotowywanego przez IGG prawa gazowego (o czym piszemy szerzej w artykule Arkadiusza Faleckiego na stronie 18). Andrzej Sikora, moderator konferencji, podsumował ją, wskazując, że rozwój rynku gazu w Polsce jest nieunikniony, niemniej jednak racjonalizacja kosztów działalności poszczególnych elementów infrastruktury gazowej jest nieodzowna, aby gaz uzyskał wyraźną przewagę konkurencyjną nad innymi nośnikami energii. ■

**Andrzej Schoeneich**

## Wspomnienie

### o Mieczysławie Kaczmarczyku

7 stycznia 2011 r. zmarł Człowiek Wielkiego Ducha. Kochający ludzi, ciepły, serdeczny, z niespotykanym poczuciem humoru. Wymagający jako szef, niekłamany autorytet dla wielu pokoleń gazowników i górników naftowych.

Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej, początkowo zatrudniony jako operator, a potem kierownik grupy sejsmicznej. Kilka lat praktyki pod okiem mistrzów zawodu sprawiły, że zawód geofizyka nie miał przed nim tajemnic. O tym okresie sam mówił, że najbardziej podobała mu się „zabawa wybuchowa”. W tamtych czasach do pomiarów technicznych używano się materiałów wybuchowych, więc zdobył odpowiednie uprawnienia i nawet kilka razy zdarzyło się, że pracował również przy rozbrojeniu znalezionych niewypałów. Czy się bał? – *Tylko głupiec się nie boi* – zwykł odpowiadać.

W 1966 r. inż. Kaczmarczyk został dyrektorem technicznym nowo powstałego przedsiębiorstwa Geofizyka w Toruniu. Funkcję tę piastował przez kolejnych 10 lat. Zajmował się m.in. nadzorowaniem prac wiertniczych w grupach sejsmicznych oraz zakupem nowoczesnego sprzętu dla toruńskiej Geofizyki w Stanach Zjednoczonych i krajach Europy Zachodniej. Świetna znajomość kilku języków obcych, można by rzec, światowe maniery i pewien luz, czy nawet nonszalancja, otwierały przed nim wiele nowych horyzontów. – *Znakomicie się wtedy bawiłem, zwiedziłem pół świata, a może więcej, i jeszcze mi za to płacili* – powiedział w którymś wywiadzie.

W 1976 roku został dyrektorem Przedsiębiorstwa Poszukiwań Naftowych w Pile. To właśnie wtedy Pila rozszerzyła swoją działalność, zyskała korzystne kontrakty zagraniczne i stała się gwarantem solidności i fachowości swojej kadry.

Nie można pominąć w tych wspomnieniach wydarzenia, które na długo zapisało się w świadomości Polaków – erupcja w Karlinie w 1980 roku, gdzie prace prowadziło właśnie PPN w Pile. Akcją ratunkową dowodził m.in. Mieczysław Kaczmarczyk. Zawsze był blisko ludzi, na posterunku. Jeśli była taka potrzeba, garnitur zamieniał na roboczy kombinezon. – *To był wielki stres, jako szef firmy poszukiwawczej czułem się odpowiedzialny, choć nikt nie popełnił błędu. Szczęśliwie, udało się opanować sytuację, byli ranni, ale nikt nie zginął. Poznałem wtedy wielu wspaniałych ludzi, którzy z narażeniem życia walczyli z żywiołem. To była przygoda mojego życia, choć słowo „przygoda” nie pasuje do całej tej grozy.*



Nie zostaliśmy drugim Kuwejtem, ale ilość ropy z tego odwiertu pokryła nie tylko straty wywołane pożarem, ale przyniosła wymierne zyski ze sprzedaży.

W 1986 r. Mieczysław Kaczmarczyk został powołany na stanowiska dyrektora PGNiG. To właśnie w tym czasie słynne stało się Jego powiedzenie: *moim planem jest brak planu*. Jak wielokrotnie sam wspominał, to były trudne lata transformacji ustrojowej. Trzeba było powoli przystosować firmę do zmiany modelu funkcjonowania w realiach gospodarki rynkowej. Decyzje zmieniały się

dość szybko, więc trzeba było być elastycznym i, porzuciwszy plan, robić to, czego wymagała chwila.

W 1992 roku, po ponad sześciu latach kierowania przedsiębiorstwem, przekazał władzę ówczesnemu zastępcy, Aleksandrowi Findzińskiemu.

Przez wiele kolejnych lat piastował stanowisko prezesa założonej przez siebie Międzynarodowej Fundacji EKOOGAZ. W jej skład, poza PGNiG i Stowarzyszeniem Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, wchodziły jeszcze trzy zagraniczne firmy „z branży” (niemieckie i francuskie).

Fundacja promowała użytkowanie gazu ziemnego jako najbardziej czystego ekologicznie paliwa, finansowała wydawnictwa z zakresu organizacji gazownictwa i marketingu. W pierwszym okresie swojej działalności stawiała także na kształcenie, na zagranicznych praktykach, wielu młodych ludzi, m.in. z zakresu marketingu gazowego, który jeszcze w owym czasie praktycznie nie istniał. Trzeba pamiętać, że gaz się wtedy rozdzielało, a nie sprzedawało.

– *Różna jest natura ludzka, ale moja jest taka, że teraz, kiedy patrzę wstecz na moje zawodowe życie, złych rzeczy prawie nie pamiętam. Nie mogłem lepiej trafić. Spełniłem się zawodowo, realizowałem swoje zainteresowania i hobby, robiłem to, co lubiłem, a do tego jeszcze podróże, ciekawe zawodowe kontakty i nowe znajomości z wieloma wspaniałymi ludźmi – wszystko to dawała mi moja praca. Chyba byłem sprawiedliwym szefem i nikogo nie skrzywdziłem. Poza moimi najbliższymi. Nie zawsze mogłem pogodzić życie zawodowe z życiem rodzinnym. To cena, jaką za to wszystko zapłaciłem.*

W życiu nie ma nic za darmo.

Z ogromnym żalem żegnamy Cię, Mieczysławie przyjaciele z branży gazowniczej



## Uprawnienia ministra skarbu państwa

# Ochrona infrastruktury krytycznej w sektorze gazowym

**Paweł Grzejszczak**

Kwestia zapewnienia szczególnych uprawnień ministrowi skarbu państwa w odniesieniu do podmiotów gospodarczych o szczególnym znaczeniu dla bezpieczeństwa publicznego i gospodarki w naszym porządku prawnym ma długoletnią historię.

## DOTYCHCZASOWE REGULACJE

Podejście kolejnych rządów do tego problemu było różne, chociaż przez wiele lat dominowało przekonanie o potrzebie szczególnej, publicznoprawnej ingerencji Skarbu Państwa nie tylko w obszarze elektroenergetyki, sektora naftowego i paliw gazowych, ale także w innych strategicznych sektorach gospodarki, jak choćby telekomunikacja, transport kolejowy czy przemysł wydobywczy. W okresie obowiązywania ustawy z 3 czerwca 2005 roku, spółek o istotnym znaczeniu dla porządku publicznego lub bezpieczeństwa publicznego było ponad 15, w tym PGNiG SA oraz OGP GAZ–SYSTEM S.A. Przyjęta we wskazanej wyżej ustawie koncepcja tzw. złotej akcji przysługującej Skarbowi Państwa w strategicznych podmiotach, w praktyce nie spełniła celów stawianych jej przez ustawodawcę, ponieważ okazała się wadliwa w świetle prawa europejskiego, a przez to miała małą praktyczną przydatność. Nieco ponad rok po wejściu w życie tej ustawy Komisja Europejska wszczęła przeciwko Polsce formalne postępowanie, zarzucając ustawie brak przejrzystości oraz nadmierną uznaniowość przy stosowaniu środków prawnych przez organa administracji, a tym samym niezgodność z Traktatem Europejskim i naruszenie zasady swobody przepływu kapitału oraz swobody przedsiębiorczości. Uznając w toku prowadzonego postępowania słuszność większości postawionych przez komisję zarzutów, polski rząd zdecydował się na odejście od obowiązujących rozwiązań. W wyniku prac ustawodawczych doszło do uchwalenia ustawy z 18 marca 2010 roku o szczególnych uprawnieniach ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa oraz ich wykonywania w niektórych spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych (Dz.U. nr 65, poz. 404). Nowa ustawa weszła w życie 1 kwietnia 2010 roku.

## GENERALNE RAMY NOWEJ REGULACJI

Z punktu widzenia szczególnych uprawnień ministra skarbu państwa, przedmiotem zainteresowań ustawodawcy pozostaje wyłącznie infrastruktura krytyczna, występująca w trzech sektorach: energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych, przy czym w tym ostatnim przypadku chodzi o infrastrukturę służącą do produkcji, wydobycia, rafinacji, przetwarzania, magazynowania, przesyłania paliw gazowych gazociągami oraz terminal skroplonego gazu ziemnego (LNG). O ujęciu w wykazie infrastruktury krytycznej określonego mienia wykorzystywanego w sektorze paliw gazowych, a odpowiadającego rodzajowo wskazanym wyżej składnikom majątkowym, decyduje dyrektor Rządowego Centrum Bezpieczeństwa, kierując się uprzednio przez siebie przygotowanymi i uzgodnionymi z właściwymi ministrami szczegółowymi kryteriami kwalifikacyjnymi (kryteria te następnie potwierdza uchwalony przez Radę Ministrów Narodowy Program Ochrony Infrastruktury Krytycznej). Kryteria te muszą uwzględniać normatywną definicję infrastruktury krytycznej, zawartą w dyrektywie 2008/114/WE z 8 grudnia 2008 roku w sprawie rozpoznawania i wyznaczania europejskiej infrastruktury krytycznej oraz oceny potrzeb w zakresie jej ochrony oraz w ustawie z 26 kwietnia 2007 roku o zarządzaniu kryzysowym (Dz.U. nr 89, poz. 590, z późn. zm.). Zgodnie z tą ostatnią regulacją, za elementy infrastruktury krytycznej można uznać tylko te systemy oraz wchodzące w ich skład powiązane ze sobą funkcjonalnie obiekty, urządzenia, instalacje i usługi, które są kluczowe dla bezpieczeństwa państwa i jego obywateli oraz służą zapewnieniu sprawnego funkcjonowania organów administracji publicznej, instytucji i przedsiębiorców.

Należy podkreślić, iż wykaz infrastruktury krytycznej ma niejawną charakter, a ujęcie lub pominięcie w wykazie określonych obiektów, instalacji lub urządzeń nie podlega zaskarżeniu w jakimkolwiek trybie sądowym lub administracyjnym. O objęciu wykazem poszczególnych składników majątkowych ich właściciele i posiadacze dowiadują się od dyrektora Rządowego Centrum Bezpieczeństwa, który o fakcie tym powinien powiadomić te podmioty na piśmie w terminie sześciu tygodni od dnia zatwierdzenia przez Radę Ministrów Narodowego Programu Ochrony Infrastruktury Krytycznej (zatwierdzenie następuje w drodze uchwały rządu). Wyciąg z wykazu infrastruktury krytycznej (energetycznej, paliwowej lub gazowej) jest również przekazywany ministrowi skarbu państwa,

co umożliwi mu rozpoczęcie wykonywania szczególnego nadzoru wynikającego z ustawy z 18 marca 2010 roku.

W wykazie wyróżnia się europejską infrastrukturę krytyczną zlokalizowaną w Polsce oraz europejską infrastrukturę energetyczną zlokalizowaną wprawdzie poza Polską, ale mającą istotny wpływ na nasz kraj. Za europejską infrastrukturę krytyczną przepisy uznają takie systemy oraz wchodzące w ich skład obiekty, urządzenia i instalacje kluczowe dla bezpieczeństwa państwa i obywateli, których zakłócenie lub zniszczenie miałyby istotny wpływ na co najmniej dwa państwa członkowskie Unii Europejskiej. Tego typu obiekty z pewnością zostaną wyróżnione w ramach infrastruktury gazowej.

Obowiązujące przepisy przewidują możliwość aktualizacji wykazu infrastruktury krytycznej z własnej inicjatywy dyrektora Rządowego Centrum Bezpieczeństwa albo na wniosek innego właściwego organu administracji lub operatora danej infrastruktury. W przypadku aktualizacji wykazu, stosowne informacje powinny zostać przekazane na piśmie zainteresowanym operatorom infrastruktury krytycznej w terminie 30 dni od daty aktualizacji.

Analizując powyższe regulacje, należy zauważyć, iż objęcie danego podmiotu szczególnym reżimem nadzoru nie zależy od tego, czy Skarb Państwa jest zaangażowany kapitałowo w tym podmiocie, lecz jedynie od włączenia mienia należącego do tego podmiotu do wykazu infrastruktury krytycznej (energetycznej, paliwowej lub gazowej). Brak dedykowanych procedur odwoławczych w przypadku objęcia wykazem mienia należącego do przedsiębiorstw energetycznych oraz łatwość zmiany wykazu stwarzają ryzyko nadużywania powyższych regulacji przez organa administracji, zwłaszcza w odniesieniu do podmiotów prywatnych, które są obecnie, lub mogą stać się w przyszłości, operatorami istotnej infrastruktury krytycznej, w tym infrastruktury gazowej. Brak procedur weryfikujących poprawność kwalifikacji mienia do infrastruktury krytycznej budzi zastrzeżenia, mimo że kryteria stanowiące podstawę dla dokonania tej kwalifikacji podlegają finalnie akceptacji przez Radę Ministrów w ramach Narodowego Programu Ochrony Infrastruktury Krytycznej, ponieważ akceptacja ta następuje w formie uchwały Rady Ministrów, która co do zasady nie może stanowić źródła zakazów i nakazów stosowanych wobec przedsiębiorców. Problem ten nabierze szczególnego znaczenia w odniesieniu do operatorów infrastruktury krytycznej będących spółkami publicznymi (jak PGNiG SA), na których ciążyą szczególne obowiązki informacyjne. Omawiane regulacje nie przewidują bowiem żadnego szczególnego traktowania spółek publicznych, co oznacza, że także i w ich przypadku kwalifikacja majątku do infrastruktury krytycznej może mieć subiektywny charakter i przebiegać z wyłączeniem jawności i bez możliwości weryfikacji takiej decyzji w transparentnej procedurze odwoławczej.

### INSTYTUCJA SPRZECIWU MINISTRA SKARBU PAŃSTWA

Jak już wspomniano, ustawa z 18 marca 2010 roku utrzymuje podstawowy instrument sprawowania szczególnego nadzoru przez ministra skarbu państwa w postaci instytucji

sprzeciwu wobec wskazanych w ustawie uchwał lub innych czynności organów spółek energetycznych, których mienie zostanie ujawnione w wykazie infrastruktury krytycznej, o ile stanowią one rzeczywiste zagrożenie dla funkcjonowania, ciągłości działania oraz integralności infrastruktury krytycznej.

Lista przypadków, w których sprzeciw może zostać złożony, uległa wydłużeniu w stosunku do poprzedniego stanu prawnego, ale podobnie jak poprzednio, stanowi zamknięty katalog, co zmniejsza ryzyko uznaniowości w działaniu administracji publicznej, nie eliminując jednak tego ryzyka całkowicie. Okoliczności uzasadniające skorzystanie ze sprzeciwu są bowiem z natury ocenne (rzeczywiste zagrożenie dla funkcjonowania, ciągłości działania oraz integralności infrastruktury krytycznej), a ich jednoczesne wystąpienie (czego wymaga ustawa) z uwagi na ogólny charakter tych okoliczności można z dużym prawdopodobieństwem subiektywnie uzasadnić.

Ustawa przewiduje możliwość zgłoszenia sprzeciwu w stosunku do następujących siedmiu grup czynności podejmowanych przez organa spółek energetycznych dysponujących infrastrukturą krytyczną:

- 1) uchwał i innych czynności prawnych zarządów spółek, których przedmiotem jest rozporządzenie składnikami mienia infrastruktury krytycznej (przez rozporządzenie należy rozumieć zarówno przeniesienie prawa do tych składników, jak i ich obciążenie, np. poprzez ustanowienie zastawu, hipoteki, zastawu rejestrowego, prawa pierwokupu, odkupu itp.);
- 2) uchwały o rozwiązaniu spółki;
- 3) uchwał o zmianie przeznaczenia lub zaniechania eksploatacji składników zaliczonych do infrastruktury krytycznej (nowa okoliczność w stosunku do poprzedniego stanu prawnego);
- 4) uchwał o zmianie przedmiotu przedsiębiorstwa;
- 5) uchwał o zbyciu albo wydzierżawieniu przedsiębiorstwa spółki lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nim ograniczonego prawa rzeczowego;
- 6) uchwał o przyjęciu planu rzeczowo-finansowego, planu działalności inwestycyjnej lub wieloletniego planu strategicznego (nowa okoliczność w stosunku do poprzedniego stanu prawnego);
- 7) uchwały o przeniesieniu siedziby spółki za granicę.

Analiza powyższego katalogu sytuacji mogących skutkować złożeniem sprzeciwu przez ministra skarbu państwa potwierdza istnienie dużego zakresu możliwej ingerencji administracji publicznej w działalność przedsiębiorstw energetycznych, przy wykorzystaniu instytucji sprzeciwu, przy czym dostępność tego środka w przypadku większości powyższych grup czynności nie budzi większych zastrzeżeń z uwagi na ich znaczące konsekwencje prawne dla prowadzonej działalności gospodarczej. Pewne wątpliwości wywołuje celowość przyznania tego środka prawnego w sytuacji uchwalenia planów. W zasadzie ryzyko dla infrastruktury krytycznej wiąże się dopiero z implementacją przyjętych planów, a nie z ich uchwaleniem. Z kolei implementacja planu wymaga dokonania określonych czynności, a te już podlegają szczególnemu nadzorowi ministra skarbu państwa w ramach innej kategorii. Co charakterystyczne, przesłanki warunkujące dopuszczalność złożenia sprzeciwu nie nawiązują do żadnego kryterium wartościowego dotyczącego danego majątku.



Kontynuowany w znacznej skali proces restrukturyzacji i modernizacji sektora gazowego skłania do przypuszczeń, iż wskazane wyżej okoliczności mogą występować w najbliższych latach w tym sektorze stosunkowo często. Przesunięcia majątku czy wyłączenia z eksploatacji są naturalnym elementem procesu restrukturyzacji, co w przypadku infrastruktury krytycznej będzie stwarzało ryzyko skorzystania przez ministra skarbu państwa z prawa do złożenia sprzeciwu.

Ustawa z 18 marca 2010 roku utrzymuje wymóg zgłoszenia sprzeciwu w formie decyzji administracyjnej, co należy uznać za najbardziej praktyczne i transparentne rozwiązanie. Taka decyzja może zostać wydana w terminie 14 dni od otrzymania przez ministra skarbu państwa informacji o podjęciu uchwały lub dokonaniu czynności prawnej, nie później jednak niż w terminie 30 dni od dnia ich dokonania. Należy podkreślić, że takie same terminy obowiązują w odniesieniu do decyzji adresowanych do spółek publicznych, co nie jest dobrym rozwiązaniem z uwagi na utrzymujący się zbyt długo stan niepewności, trudny do pogodzenia z publicznym statusem tych podmiotów. Ów stan niepewności wynika z tego, iż podjęta uchwała lub dokonana czynność prawna, wobec której może zostać zgłoszony sprzeciw, nie wywołuje skutków prawnych aż do upływu terminu na zgłoszenie sprzeciwu, a w razie jego zgłoszenia – do upływu terminu na wniesienie wniosku o ponowne rozpoznanie sprawy, a w przypadku wniesienia takiego wniosku do ministra skarbu państwa lub zaskarżenia ostatecznej decyzji wyrażającej sprzeciw do sądu administracyjnego – do chwili zmiany decyzji, jej uchylecia albo stwierdzenia jej nieważności.

Powyższa regulacja ma zapobiegać negatywnym, a niekiedy także i nieodwracalnym skutkom prawnym, które mogłyby powodować natychmiastowe wykonanie niekorzystnych uchwał lub innych czynności naruszających infrastrukturę krytyczną. Z kolei wydanie w sprawie ostatecznej decyzji wyrażającej sprzeciw, od której nie przysługuje już żaden środek odwoławczy, wywołuje skutek w postaci nieważności podjętej uchwały lub dokonanej czynności prawnej dotyczącej infrastruktury krytycznej. Taką uchwałę lub inną czynność należy wówczas traktować jako niebyłą, ze wszystkimi tej okoliczności konsekwencjami w sferze praw i obowiązków.

Wprowadzenie sądowej kontroli sprzeciwu zgłoszonego przez ministra skarbu państwa jest prostą konsekwencją wyrażania sprzeciwu w formie decyzji administracyjnej. Sądowa kontrola tych decyzji może przyczynić się do większego obiektywizmu i mniejszej uznaniowości w działaniach ministra skarbu państwa w tych sprawach. Orzecznictwo sądów administracyjnych z pewnością wyznaczy ramy oczekiwanej wykładni ocennych przesłanek warunkujących możliwość skorzystania ze sprzeciwu. Należy spodziewać się ukształtowania różnych precedensowych interpretacji, w zależności od rodzaju infrastruktury krytycznej i sektora, w której ona funkcjonuje. Z pewnością wpływ na te interpretacje będzie miało również ustawodawstwo europejskie oraz sposób wykładni prawa europejskiego dotyczącego kwestii infrastruktury krytycznej. W powyższych analizach kluczowego znaczenia nabierze z pewnością kwestia zapewnienia korelacji między interesem ogólnym a swobodą prowadzenia działalności gospodarczej.

## SPRZECIW A INNE SZCZEGÓLNE UPRAWNIENIA PRZYSŁUGUJĄCE SKARBOWI PAŃSTWA W SPÓŁKACH

Pojawia się wreszcie pytanie, jak analizowana instytucja sprzeciwu ma się do innych uprawnień przyznanych dotychczas Skarbowi Państwa w statutach podmiotów dysponujących infrastrukturą krytyczną w energetyce, zwłaszcza w sektorze gazowym. Na przykład w statucie PGNiG SA Skarb Państwa wyraża zgodę na zmianę istotnych postanowień umów handlowych dotyczących importu gazu ziemnego do Polski, jak również na realizację strategicznych przedsięwzięć inwestycyjnych lub przedsięwzięć trwale lub przejściowo pogarszających efektywność działalności, ale koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. W przeciwieństwie do tych uprawnień, prawo sprzeciwu jest prawem ustawowym, a nie statutowym, oraz nie jest związane z posiadaniem przez Skarb Państwa akcji w PGNiG SA.

Prawo sprzeciwu przysługuje i może być realizowane przez Skarb Państwa w stosunku do uchwał, które są podejmowane przez Walne Zgromadzenie, w którym Skarb Państwa może uczestniczyć jako akcjonariusz. Głosowanie przez Skarb Państwa na Walnym Zgromadzeniu w sprawach, które kwalifikują się do wniesienia sprzeciwu, nie eliminują uprawnienia Skarbu Państwa do skorzystania z prawa sprzeciwu. Nabiera to szczególnego znaczenia w spółkach dysponujących infrastrukturą krytyczną, w których Skarb Państwa jest akcjonariuszem mniejszościowym.

Wdrożenie przepisów ustawy z 18 marca 2010 roku wiąże się dla spółek energetycznych dysponujących infrastrukturą krytyczną z koniecznością podjęcia wielu działań dostosowawczych do nowych przepisów. Jednym z tych działań jest konieczność powołania, w porozumieniu z ministrem skarbu państwa i dyrektorem Rządowego Centrum Bezpieczeństwa, pełnomocnika do spraw ochrony infrastruktury krytycznej. Pełnomocnik powinien zostać powołany w terminie 30 dni od otrzymania przez daną spółkę informacji o objęciu jej szczególnym nadzorem ze strony ministra skarbu państwa w zakresie infrastruktury krytycznej. Pełnomocnik jest pracownikiem spółki monitorującym jej działania w obszarze podlegającym nadzorowi ze strony ministra skarbu państwa.

Dokonując generalnej oceny przepisów ustawy z 18 marca 2010 roku, należy wyrazić nadzieję, iż minister skarbu państwa będzie korzystał z przyznanego mu narzędzia regulacyjnego z umiarem i jedynie w ostateczności, jeżeli inne środki prawne okażą się bezskuteczne. Należy przy tym pamiętać, iż ochrona infrastruktury krytycznej może być realizowana także w ramach ustawy „Prawo energetyczne”, przy wykorzystaniu uprawnień przysługujących prezesowi URE, jako organowi koncesyjnemu. ■

**dr Paweł Grzejszczak,**  
partner, radca prawny,  
kancelaria Domański Zakrzewski Palinka Sp.k.



# Rynek CNG w Polsce

Ryszard Michałowski

Początki stosowania gazu ziemnego w świecie jako paliwa do pojazdów datują się w latach 30. ubiegłego wieku. W Polsce w latach 50. ub.w. jeździło ponad 2000 samochodów zasilanych paliwem o wysokiej zawartości metanu – gazem ziemnym. Były to głównie samochody ciężarowe i specjalne.

## STACJE CNG

Obecnie w Polsce jest 48 stacji i punktów sprężania gazu ziemnego wyposażonych w urządzenia do napełniania gazem ziemnym zbiorników pojazdów i wózków przystosowanych do zasilania CNG (*Compressed Natural Gas*), z czego dostępne są 34 z ogólnej liczby stacji CNG: 29 jest własnością PGNiG SA, natomiast pozostałe stacje i punkty tankowania należą do NGV Autogas Kraków, DSG we Wrocławiu, MZK w Przemyślu, GZOG w Zabrze i Vitkowice – Milmet w Zabrze. Są jeszcze inne punkty napełniania pojazdów i wózków gazem ziemnym, ale tylko dla potrzeb własnych, jak np. w Tychach i Bielsku-Białej na potrzeby Fabryki Samochodów Fiat.

Największa odległość pomiędzy stacjami (punktami tankowania CNG) wynosi 113 km: Poznań – Inowrocław. Najmniejsza odległość pomiędzy stacjami (punktami tankowania) wynosi 6 km: w Krakowie przy ul. Siewnej i w Krakowie przy ul. Balickiej.

Istniejąca obecnie w Polsce infrastruktura w zakresie stacji tankowania CNG jest niewystarczająca, a braki w dostępie do paliwa stanowią jedną z kluczowych barier rozwojowych dla rynku NGV i wzrostu zapotrzebowania na CNG. Według szacunków ekspertów, dla uzyskania 10-procentowego udziału w rynku paliw dla pojazdów pasażerskich niezbędne jest zapewnienie możliwości tankowania CNG na co

## POJAZDY ZASILANE GAZEM ZIEMNYM

Samochody z fabrycznie montowaną instalacją CNG cieszą się w Polsce bardzo niewielkim zainteresowaniem klientów. W 2008 roku sprzedano w Polsce zaledwie 122 samochody tego typu. To o 69 więcej niż w 2007



Pierwsze pojazdy, w których dokonano konwersji zasilania na CNG metodą nakładkową.

czwartej stacji paliw Polsce. Wzrost dostępności CNG może nastąpić poprzez wprowadzenie tego paliwa do oferty tradycyjnych stacji paliw (np. w Niemczech sprzedaż CNG odbywa się na niektórych stacjach paliw należących do sieci paliw ciekłych).

Z drugiej strony podkreślić należy, iż średnia efektywność pracy stacji do tankowania CNG w GK PGNiG wynosi ok. 27%. Najwyższą efektywność mają stacje znajdujące się na obszarze Wielkopolskiego Oddziału Obrotu Gazem (1 stacja), Karpackiego Oddziału Obrotu Gazem (11 stacji) oraz Dolnośląskiego Oddziału Obrotu Gazem (3 stacje). Jednocześnie można stwierdzić, iż znacząca część stacji tankowania paliwa CNG w Polsce jest nadwymiarowa, to znaczy ma znaczącą nadwyżkę mocy w zakresie zatłaczania CNG do pojazdów w stosunku do faktycznego zapotrzebowania.

roku i o 47 więcej niż w 2006 roku, jednakże znacznie mniej niż w krajach europejskich, w których rynek CNG można określić jako rozwinięty (np. Włochy) lub rozwijający się (np. Niemcy).

Największym zainteresowaniem w Polsce w roku 2008 wśród fabrycznych pojazdów na CNG cieszyły się Fiat Panda (70 sprzedanych pojazdów), Fiat Doblo (22), Opel Combo (18) i Volkswagen Caddy (10). Sprzedano także po jednym Iveco Daily i Oplu Zafirze. Wszystkie modele pojazdów CNG, które od kilku lat są dostępne na polskim rynku, odnotowały spadek sprzedaży (zwłaszcza Fiat Doblo i Volkswagen Caddy). Szczegółowe zestawienie danych sprzedażowych za lata 2006–2008 przedstawia tabela 3.

Liczba pojazdów eksploatowanych na koniec grudnia 2010 roku jako pojazdy zasilane sprężonym gazem ziemnym to 2200 szt. (z instalacjami fa-

Tabela 1. Wykaz stacji CNG (PGNiG SA oraz stacja NGV Autogas)

Lokalizacja stacji	Odległość od następnej stacji CNG w km
1 Dębica, ul. Sandomierska 3	29 (Mielec)
2 Jarosław, ul. Krakowska 54	50 (Rzeszów)
3 Jasło, ul. Floriańska 112	69 (Dębica)
4 Kielce, ul. Loefflera 2 (teren Gazowni Kieleckiej)	75 (Radom)
5 Kraków, ul. Balicka 86	6 (Kraków, ul. Siewna)
6 Kraków, ul. Siewna 19	6 (Kraków, ul. Balicka)
7 Mielec, ul. Wojskowa	29 (Dębica)
8 Rzeszów, ul. Lubelska 54	48 (Dębica)
9 Sandomierz, ul. Przemysłowa 2	52 (Mielec)
10 Lublin, al. Tysiąclecia 6a	80 (Zamość)
11 Tarnów, ul. Lwowska 199a	45 (Dębica)
12 Zamość, ul. Lipowa 5	80 (Świdnica)
13 Pawłowice, ul. Katowicka 12	32 (Tychy)
14 Trzebinia, ul. Piłsudskiego 103	40 (Kraków, ul. Balicka)
15 Tychy, ul. Towarowa 1	32 (Pawłowice)
16 Dzierżoniów, ul. Kilińskiego 18 (teren Gazowni Wałbrzyskiej)	37 (Wałbrzych)
17 Legnica, ul. Ścinawska 1	65 (Wałbrzych)
18 Wałbrzych, ul. Wrocławska 2	37 (Dzierżoniów)
19 Wrocław, ul. Gazowa 3 (teren Gazowni Wrocławskiej)	56 (Dzierżoniów)
20 Radom, ul. Wjazdowa 4	75 (Kielce)
21 Warszawa, ul. Kasprzaka 25	105 (Radom)
22 Bydgoszcz, ul. Jagiellońska 42	42 (Inowrocław)
23 Gdańsk, ul. Wałowa 41/43	36 (Gdynia)
24 Gdynia, ul. Hutnicza 35	36 (Gdańsk)
25 Gronowo Górne, ul. Bursztynowa 2	65 (Gdańsk)
26 Inowrocław, ul. Ks. Wawrzyniaka 39	36 (Toruń)
27 Kobylnica, ul. Prof. Poznańskiego 1a	111 (Gdynia)
28 Olsztyn, ul. Lubelska 42	105 (Gronowo Górne)
29 Toruń, ul. Legionów 220	36 (Inowrocław)
30 Poznań, ul. Głogowska 429	113 (Inowrocław)

brycznymi i tzw. nakładkowymi), w tym 263 autobusy.

Tymczasem koncerny przygotowują coraz to nowe modele pojazdów samochodowych jako ofertę dla klienta, czego przykładem jest nowy VW Pasat, który ma silnik 1.4 TSI i może jechać na gazie lub benzynie bez faktycznie odczuwanej różnicy. Ze zbiornikiem gazu o wadze 21 kg samochód może przejechać około 400 km, zużywając 5,2 kg na 100 km. Z kolei z 31-litrowym zbiornikiem Passat Ecofuel przejedzie 400 km na benzynie, zużywając średnio 8 litrów na 100 km. Razem oba zbiorniki dają zasięg 800 km. Należy dodać, że pojazd emituje zmniejszoną ilość 119 g CO<sub>2</sub> na kilometr.

Drugim przykładem jest nowy model Doblo Natural Power 2010, mający dwupaliwowy system CNG/benzyna



Stacja CNG w Wałbrzychu przy ul. Ludowej ma znaczne obciążenie mocy.

oraz silnik 1.4 16v T-Jet Euro 5; osiąga prędkość 172 km/h i emituje 134 g/km CO<sub>2</sub>. Fiat podaje, że pełen bak (16,2 kg)

kosztuje 14 euro; przy aktualnej cenie paliwa pokonanie 600 km kosztuje 25 euro (odległość z Mediolanu do

Tabela 2. Zakładany udział paliw alternatywnych w strukturze paliw wykorzystywanych w transporcie

Paliwo	2005	2010	2015	2020
Biopaliwa	2%	5,75%	7%	8%
Gaz ziemny		2%	5%	10%
Wodór		2%	5%	
Razem	2%	7,75%	14%	23%

Źródło: na podstawie EU-Targets 2020 (Zielona Księga 2003).



Stacja CNG w Warszawie przy ul. Prądyńskiego ma niewielkie obciążenie mocy.

Rzymu), w porównaniu z 60 euro na pokonanie tej samej odległości na benzynie.

### DLACZEGO TAK JEST?

Na podstawie przeprowadzonych analiz można stwierdzić, iż rynek CNG w Polsce znajduje się dopiero w fazie tworzenia. Pomimo licznych zalet CNG jako paliwa, które może być wykorzystywane w sektorze transportu drogowego, w Polsce istnieje jedynie 2200 pojazdów typu NGV oraz 32 ogólnodostępnych stacji tankowania CNG. Średnio na jedną stację przypada 68 pojazdów, przy wysokich kosztach budowy i eksploatacji stacji w stosunku do stacji LPG.

Dla porównania: rynek LPG, które stanowi alternatywę dla CNG w zakre-

sie napędzania pojazdów, rozwija się w Polsce w bardzo szybkim tempie – obecnie istnieje około 6000 stacji do tankowania oraz 2,7 mln pojazdów wykorzystujących LPG. Średnio na stacji przypada 450 pojazdów, przy niskich kosztach budowy i eksploatacji stacji w stosunku do stacji CNG.

Do kluczowych przyczyn ograniczonego rozwoju rynku CNG w Polsce należą:

- brak jasnej strategii rozwoju rynku CNG ze strony ustawodawcy oraz stosunkowo mało korzystne otoczenie regulacyjne,
- słabo rozwinięta infrastruktura zapewniająca dostępność paliwa,
- stosunkowo niska świadomość ekologiczna obywateli.

Natomiast do kluczowych problemów występujących w procesie inwestycyjnym oraz podczas eksploatacji stacji tankowania CNG zalicza się:

- brak norm i aktów normatywnych regulujących proces budowy stacji tankowania CNG,
- budowa stacji CNG od podstaw (bez wykorzystania istniejącej sieci dystrybucji paliw płynnych),
- brak standardowych projektów stacji CNG,
- niewielka liczba lokalizacji, w których możliwa jest budowa stacji CNG przy autostradzie lub drodze szybkiego ruchu bez kosztownej rozbudowy sieci gazowniczej,
- brak badań rynkowych pozwalających określić faktyczne zapotrzebowanie na CNG.

### JAK ROZWINĄĆ RYNEK CNG

Najważniejszą decyzję GK PGNiG podjęła, przyjmując w lutym 2010 r. strategię działania w zakresie rozwoju rynku do napędu pojazdów (CNG). Powołano zespół zadaniowy ds. wdrożenia strategii CNG pod przewodnictwem Departamentu Obrotu Gazem. Zespół zadaniowy otrzymał m.in. następujące zadania:

- opracowanie finansowego modelu stacji CNG,

Tabela 3. Sprzedaż samochodów z fabrycznie montowaną instalacją CNG w Polsce w latach 2006–2008

Model	2006	2007	2008
Iveco Daily	5	2	1
Fiat Doblo	52	36	22
Volkswagen Caddy	18	15	10
Opel Zafira	–	–	1
Opel Combo	–	–	18
Fiat Panda	–	–	70
Razem	75	53	122

Źródło: Opracowanie Deloitte.





Proponowana Trasa Zielonej Linii CNG Praga – Wrocław, wariant C – 275 km (szacowany czas przejazdu 4 h 21 min)

- wprowadzenie jednej karty rozliczeniowej na stacjach CNG,
- ujednoczenie systemu fiskalnego na stacjach CNG,
- wypracowanie strategii wprowadzenia na stacje paliw ciekłych paliwa CNG,
- wprowadzenie jednolitego modelu umowy serwisowej,
- wprowadzenie na stacjach CNG sprzedaży bezobsługowej,
- opracowanie modelu umowy flotowej,
- organizację spotkań z przedstawicielami firm przewozowych,
- współpracę z operatorami stacji paliw płynnych,
- przygotowanie wystąpień do ministerstw Gospodarki, Skarbu Państwa, Środowiska w sprawie wsparcia rozwoju sektora CNG.

Realizując strategię rozwoju rynku CNG, prezes PGNiG wprowadził procedury w zakresie sposobu ustalania i wprowadzania do rozliczeń ceny za sprężony gaz ziemny, którym napędzane są pojazdy. Zgodnie z wprowadzoną procedurą, parytet ceny netto 1 nm<sup>3</sup> CNG do ceny hurtowej netto litra ON wynosi 55%. Teraz zarządzający dużymi flotami mogą dokładnie planować zakup paliwa CNG i analizować opłacalność w stosunku do innych paliw.



Autobusy tankują na stacji CNG we Wrocławiu.

## WŁĄCZENIE SIĘ IGG W ROZWÓJ CNG

Dużego znaczenia w rozwoju rynku CNG nabrały działania Izby Gospodarczej Gazownictwa, która przygotowała opracowania zagadnień prawno-fiskalnych dotyczących CNG, kierując je do Ministerstwa Finansów.

Równie cenną inicjatywą jest powołanie przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa Zespołu nr 16 do opracowania „standardów przy projektowaniu, budowie i użytkowaniu stacji CNG. Wymagania i zalecenia”. To znacznie ułatwi powstawanie nowych stacji i nakreśli procedury ich eksploatacji.

Ważną inicjatywą jest też współpraca Izby Gospodarczej Gazownictwa ze Stowarzyszeniem Czeskiego Gazownictwa i Dolnośląskim Obrotem Gazu, w tym Gazowni Wałbrzyskiej,

w zakresie utworzenia tzw. Zielonej Linii łączącej dwie duże aglomeracje: Pragę i Wrocław, a docelowo może i Warszawę. W tym projekcie chodzi ponadto o uaktywnienie się turystycznego ruchu przygranicznego opartego na pojazdach zasilanych CNG. Koledzy z Czech są bardzo zainteresowani tą inicjatywą. ■

**Ryszard Michałowski**

*PGNiG SA, dyrektor Gazowni Wrocławskiej, zastępca kierownika Zespołu nr 16 ds. Standaryzacji Budowy i Eksploatacji Stacji CNG.*



# OZG KUPNO

10 stycznia 2011 r. Mieczysław Jakiel, dyrektor PGNiG SA Oddział w Sanoku, wspólnie z Markiem Karabulą, wiceprezesem PGNiG SA, dokonali oficjalnego otwarcia nowego Ośrodka Zbioru Gazu KUPNO w miejscowości Poręby Kupieńskie koło Kolbuszowej na Podkarpaciu.

Szacuje się, że OZG Kupno będzie oddawał do systemu rocznie ok. 35 mln Nm<sup>3</sup> gazu wysokometanowego. Wartość całej inwestycji, w tym odwiercenie i wyposażenie (względne i napowierzchniowe) odwierców K-2, K-3, K-4, K-6 (w tym dwóch selektywnych), wyniosła ok. 65 mln zł.

Budowę kopalni Kupno rozpoczęto w kwietniu 2010 roku, a generalnym wykonawcą inwestycji była firma Control – Process SA z Tarnowa. Ośrodek Zbioru Gazu Kupno jest miejscem, do którego gaz ziemny dociera z odwierców w celu poddania go m.in. procesom osuszania i oczyszczania. Wyposażony jest w instalacje technologiczne przeznaczone do redukcji ciśnienia, oddzielania wody złożowej oraz osuszania i odgazolinowania gazu, a także w zbiorniki i połączenia rurowe, armaturę odcinającą, regulacyjną oraz insta-

lację AKPiA (pomiar i automatyka), tłocznnię metanolu. Częścią OZG jest też budynek administracyjno-techniczny.

Złoże gazu ziemnego Kupno znajduje się w centralnej części zapadliska przedkarpackiego, na północny wschód od złoża gazu ziemnego Jasionka oraz na południe od złoża gazu ziemnego Lipnica-Dzikowiec. Budowę geologiczną tego obszaru stanowią utwory prekambriu, miocenu autochtonicznego oraz czwartorzędu. Gaz ziemny zakumulowany jest w przedziale głębokościowym od 586 do 922 m.

W 2011 roku PGNiG SA Oddział w Sanoku ma w planie oddanie kolejnych inwestycji, których celem będzie zwiększenie krajowego wydobycia gazu oraz pojemności czynnej podziemnych magazynów gazu. ■

**Anna Folcik**



*Uroczyste przecięcie wstęgi przez Marka Karabulę, wiceprezesa PGNiG SA, Mieczysława Jakiela, dyrektora Oddziału w Sanoku oraz przedstawicieli władz samorządowych i rządowych.*





*Fragment OZG – ciągi redukcyjno-pomiarowe.*

#### GŁÓWNE PARAMETRY ZŁOŻA GAZU ZIEMNEGO KUPNO

Powierzchnia horyzontów gazonośnych	– 0,77 – 1,97 km <sup>2</sup>
Głębokość zalegania horyzontów	– 586 – 922 m
Porowatość efektywna	– 9 – 15%
Przepuszczalność	– 0,1 – 50 mD
Pierwotne ciśnienie złożowe	– 5,6 – 8,8 MPa
Wydajność nominalna	– 140 000 Nm <sup>3</sup> /dobę
Skład gazu – zawartość metanu	– 94,86 – 96,85 CH <sub>4</sub>
Długość gazociągów kopalnianych	– 6557 m





## W Stalowej Woli powstanie **największa w Polsce elektrociepłownia gazowa**

### Rafał Pazura

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA wspólnie z Tauron Polska Energia SA wybudują największą w Polsce elektrociepłownię gazową w Stalowej Woli. 11 marca 2011 roku obie spółki podpisały pakiet umów przesądających o realizacji tego przedsięwzięcia.

**P**rojekt zakłada budowę bloku gazowo-parowego wytwarzającego energię elektryczną w wysoko-sprawnej kogeneracji oraz ciepło w postaci wody na potrzeby komunalne i pary technologicznej dla pobliskich zakładów przemysłowych. Zastosowana technologia zapewni dotrzymanie wszystkich parametrów ekologicznych przy bardzo wysokiej sprawności bloku.

Inwestycja idealnie wpisuje się w strategię PGNiG, która zakłada m. in. przekształcenie spółki w koncern multienergetyczny.

– Projekt w Stalowej Woli to dla nas szansa nie tyl-

uważamy za najbardziej perspektywiczny segment rynku gazu w Polsce. Mamy nadzieję, że nasze dobra współpraca z Tauronem i wspólnie zdobyte doświadczenia zaprocentują kolejnymi przedsięwzięciami, unowocześniającymi polską energetykę i zmniejszającymi jej niekorzystne oddziaływanie na środowisko. Także dlatego budowa nowych elektrowni i elektrociepłowni będzie priorytetem GK PGNiG w nadchodzących latach – mówi Michał Szubski, prezes zarządu PGNiG.

Prace przygotowawcze już się rozpoczęły. Nowoczesny blok gazowo-parowy o mocy 400 MWe i 240 MWt w Stalowej Woli zacznie pracować pod koniec 2014 roku. Zarządzać nim będzie spółka celowa Elektrociepłownia Stalowa Wola, w której PGNiG SA i Tauron Polska Energia SA posiadają po 50 procent udziałów. Szacunkowa wartość inwestycji sięga 1,9 mld złotych. Przewiduje się realizację projektu na równych zasadach, zarówno w zakresie praw, jak i obowiązków. Strony sfinansują przedsięwzięcie w około 30 proc., a pozostała część, tj. około 70 proc., pokryta zostanie finansowaniem dłużnym.

Wspólne przedsięwzięcie zainicjowane zostało podpisaniem 20 listopada 2008 roku przez Tauron Polska Energia i PGNiG listu intencyjnego, w którym wyrażono wolę współpracy. Następnie zawarto porozumienie z 7 grudnia 2009 roku określające ramy projektu. W kolejnym kroku wynegocjowana została umowa realizacyjna, którą 7 maja 2010 roku podpisały cztery strony, tj. Tauron, Elektrociepłownia Stalowa Wola (spółka z Grupy Tauron), PGNiG i PGNiG Energia.

W umowie przyjęte zostały następujące założenia:

- PGNiG zagwarantuje długoterminowe dostawy gazu do Elektrociepłowni Stalowa Wola,
- PGNiG Energia oraz Tauron będą odbierać energię elektryczną wytworzoną w bloku gazowo-parowym w ilości proporcjonalnej do posiadanych udziałów w spółce celowej,
- PGNiG Energia i Tauron zawrą z Elektrociepłownią Stalowa Wola wieloletnie umowy zakupu praw majątkowych – świadectw pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, w wielkości odpowiadającej wolumenom zakupu energii elektrycznej,
- Elektrociepłownia Stalowa Wola przejmie dostawy ciepła dla lokalnych odbiorców realizowane dotychczas przez Elektrociepłownię Stalowa Wola – ta ostatnia będzie pełnić rolę źródła rezerwowego, co



Uroczystość podpisania pakietu umów. Na zdjęciu od lewej: Jan Bury, sekretarz stanu w MSP, Dariusz Lubera, prezes zarządu Tauron Polska Energia, Michał Szubski, prezes zarządu PGNiG oraz Mikołaj Budzanowski, podsekretarz stanu w MSP

ko na pozyskanie nowego, dużego odbiorcy gazu, lecz przede wszystkim milowy krok w przekształcaniu GK PGNiG w koncern multienergetyczny. Chcemy rozwijać dalsze projekty w elektroenergetyce, którą

dotąd dodatkowo zapewni wysokie bezpieczeństwo dostaw,

- intencją partnerów jest również, aby Tauron świadczył na rzecz Elektrociepłowni Stalowa Wola usługi OHT (Operatora Handlowo-Technicznego) oraz usługi zarządzania obrotem uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

Przedmiotem umowy sprzedaży energii jest wieloletnia sprzedaż energii wytworzonej przez Elektrociepłownię Stalowa Wola do Taurona oraz PGNiG Energia. Partnerzy będą odbierać energię elektryczną w ilości proporcjonalnej do udziałów posiadanych w Elektrociepłowni Stalowa Wola (strony mają po połowie w kapitale tej spółki). Przedmiotem umowy gazowej jest dostawa paliwa przez 14 lat. Roczne dostawy do bloku w Stalowej Woli ustalono na poziomie około 540 mln m<sup>3</sup>.

Wcześniej prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał zgodę na dokonanie koncen-

Podstawowe parametry bloku:

Wyszczególnienie	Jednostka	Wartość
Moc elektryczna elektrociepłowni	MW	400
Moc elektryczna turbiny gazowej	MW	~265
Moc elektryczna turbiny parowej	MW	~135
Sprawność bloku przy pracy kondensacyjnej	%	57
Sprawność Kogeneracji	%	68-80
Produkcja energii elektrycznej	GWh	~3 100
Produkcja ciepła	TJ	~1 800
Produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej Kogeneracji	GWh	~1 010
Zużycie godzinowe gazu	m <sup>3</sup> /h	~70 000
Roczne zużycie gazu	mln Nm <sup>3</sup> /rok	ok. 540

Źródło: ENERGOPROJEKT-KATOWICE SA

tracji polegającej na utworzeniu przez TAURON i PGNiG wspólnego przedsiębiorcy w formie spółki celowej pod nazwą Elektrociepłownia Stalowa Wola. ■

## Rekordowa sprzedaż gazu

Zysk netto Grupy Kapitałowej PGNiG SA zmniejszył się o 15% – do 1,1 mld zł w IV kw. 2010 z 1,3 mld zł w IV kw. 2009 r. Niższy wynik netto to efekt spadku marży na sprzedaży gazu wysokometanowego o 12 pkt. procentowych pomiędzy omawianymi kwartałami, na co wpływ miał wzrost jednostkowej ceny zakupu gazu z importu. Natomiast zysk netto w całym 2010 r. wyniósł 2,46 mld zł wobec 1,24 mld zł w 2009 r. Było to możliwe m.in. dzięki rekordowemu wolumenowi sprzedaży gazu.

**W** IV kwartale 2010 r. przychody Grupy Kapitałowej PGNiG wzrosły o 17% – do 6,6 mld zł w porównaniu z 5,7 mld zł w analogicznym okresie 2009 r. ze względu na wyższą o 105 zł za 1000 m<sup>3</sup> taryfę dla paliw gazowych przy wyższym wolumenie sprzedaży gazu. Wzrost taryf to efekt nie tylko wyższych kosztów zakupu gazu z importu, ale również uznanie przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wyższych kosztów związanych z obowiązkiem tworzenia i utrzymywania zapasów gazu ziemnego (które począwszy od 1 października 2010 roku wynoszą 530 mln m<sup>3</sup>).

Istotnym czynnikiem, który będzie miał wpływ na najbliższe kwartały jest znaczący wzrost notowań ropy naftowej na rynkach światowych. Pomimo stabilnego kursu

walutowego cena notowań ropy naftowej zmusza PGNiG do wnioskowania o podwyżkę taryfy dla paliw gazowych.

W całym 2010 r. przychody ze sprzedaży wzrosły o 10% – do 21,3 mld zł, głównie dzięki rekordowo wysokiemu wolumenowi sprzedaży gazu ziemnego, który wyniósł 14,4 mld m<sup>3</sup> przy wyższej taryfie w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Poprawa sytuacji finansowej Grupy PGNiG w 2010 r. – oprócz wspomnianego wzrostu wolumenu sprzedanego gazu – wynika również z niższego kosztu zakupu gazu dzięki uzyskanemu rabatowi od kontrahenta, wzrostu wyniku na sprzedaży ropy naftowej oraz wyższego poziomu rozwiązanych odpisów aktualizujących majątek spółek dystrybucyjnych.

### WZROST SPRZEDAŻY I WYDOBYCIA GAZU

W 2010 roku Grupa Kapitałowa PGNiG odnotowała rekordową sprzedaż gazu ziemnego przede wszystkim w rezultacie niskich temperatur powietrza, co spowodowało wyższe zużycie gazu przez gospodarstwa domowe. Sprzedaż gazu wzrosła o 9% – do 14,4 mld m<sup>3</sup> w 2010 r. w porównaniu z 13,3 mld m<sup>3</sup> w 2009 r. Sprzedaż gazu w IV kwartale 2010 roku również była rekordowo wysoka, ponieważ ze względu na spadek temperatur w październiku i grudniu w stosunku do analogicznego okresu 2009 roku klienci domowi zakupili o 152 mln m<sup>3</sup> (12%) więcej gazu.

W 2010 roku wydobycie gazu ziemnego wyniosło 4,2 mld m<sup>3</sup> i było o 2% wyższe niż w 2009 roku. Z kolei w IV kwartale 2010 roku również wydobycie gazu wzrosło o 4% w porównaniu z analogicznym okresem roku poprzedniego. ■

# 992 – pogotowie gazowe

## – bezpieczeństwo dla Wrocławia cz.II

Ryszard Górski, Maciej Chruściński

W poprzednim numerze „Przeglądu Gazowniczego” (4/2010) zamieściliśmy informację o tym, w jaki sposób zorganizowane są służby wrocławskiego pogotowia gazowego. W bieżącym numerze – zgodnie z zapowiedzią – wracamy do tego zagadnienia.

### SYTUACJE NIECODZIENNE – LIKWIDACJA KRADZIEŻY GAZU

Pracownicy pogotowia gazowego (zarówno zespoły monterów, jak i dyżurni) ściśle współpracują z Działem Kontroli Odbioru Gazu w zakresie nielegalnego poboru gazu. Po otrzymaniu informacji dotyczącej tego problemu, dyżurny pod wskazany adres kieruje pogotowie gazowe (pary monterskie wykonujące prace eksploatacyjne). Jeżeli nie ma możliwości wysłania pogotowia pod wskazany adres, informacja zostaje przekazana do Działu Kontroli Odbioru Gazu w Pionie Eksploatacji DSG. Dzięki takim zabiegom naszym pracownikom i pracownikom Działu Kontroli Odbioru Gazu wielokrotnie udało się wykryć miejsca, w których paliwo gazowe było pobierane z pominięciem gazomierza lub bez zawartej umowy na jego dostarczenie. Działania te powodują zmniejszenie strat gazu w naszej spółce, wpływają również na bezpieczeństwo mieszkańców obsługiwanego rejonu, szczególnie gdy w miejsce gazomierza lub w celu jego ominięcia, stosowane są dętki rowerowe lub inne przewody gumowe.

Większość problemów zgłaszanych do dyżurnego za pośrednictwem telefonu alarmowego 992 dotyczy awarii sieci gazowej i innych urządzeń, np. gazomierzy czy reduktorów gazu. Zdarzają się również zgłoszenia niemające nic wspólnego z działalnością naszej firmy. Ponieważ telefon alarmowy jest bezpłatny, rozmówcami dyżurnych często są nieletnie dzieci, które pod nieobecność rodziców z reguły zgłaszają problemy niezwiązane z naszą działalnością. Do niedawna częstymi rozmówcami dyżurnych byli również pacjenci Specjalistycznego Szpitala Psychiatrycznego we Wrocławiu, którzy telefonowali z automatów znajdujących się na terenie obiektów szpitalnych, poruszając różne tematy i jednocześnie blokując linię 992 odbiorcom faktycznie potrzebującym interwencji pogotowia gazowego. Na szczęście, sytuacje tego typu zdarzają się coraz rzadziej. Systemy TETRA i RATUNEK, o których wspomniano w pierwszej części artykułu, służą do przekazywania informacji i zgłoszeń w sytuacjach nadzwyczajnych. Są to z reguły poważniejsze problemy. Jedno ze



Pracę ekip pogotowia wspiera dobry sprzęt.



## Awaria w Zielonej Górze

zgłoszeń, które nasze pogotowie otrzymało od Państwowej Straży Pożarnej za pośrednictwem systemu RATUNEK, dotyczyło np. pożaru podziemnego zbiornika gazu płynnego na stacji paliw w miejscowości Kąty Wrocławskie. Co prawda, pożar bezpośrednio nie dotyczył przedmiotu naszej działalności, jednak w odległości 100 m znajdowała się nasza sieć gazowa doprowadzająca gaz do budynków mieszkalnych. Wysłane przez dyżurnego pogotowie gazowe miało podjąć działania zabezpieczające na wypadek ewentualnej eksplozji zbiornika.

### Z POSTĘPEM

W miarę rozwoju spółki, zwiększania zgazyfikowanych obszarów naszego regionu, stale powiększa się zakres działania Rejonu Dystrybucji Gazu Wrocław – Miasto, a tym samym wrocławskiego pogotowia. Wraz z gazyfikacją nowych miejscowości dochodzą dodat-



*Pogotowie gazowe współpracuje ze strażą pożarną i policją.*

kowe zadania, ale również problemy. Po pierwsze, komunikacyjne (np. brak „planów miast” małych miejscowości). Po drugie, poprzez wdrażanie nowych technologii w spółce zwiększa się zasięg obsługi odbiorców. Po wdrożeniu przez Pion Teleinformatyki Systemu Obsługi Numeru Alarmowego 992 do wrocławskiej dyżurki pogotowia gazowego kierowane są połączenia od mieszkańców z terenu działania oddziałów zakładów gazowniczych Wałbrzych, Wrocław i Zgorzelec, a więc z całego obszaru Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa, w przypadku gdy ich „miejsce” 992 nie odpowiada. Wrocławscy dyżurni w tym zakresie ściśle współpracują z dyżurnymi pogotowia gazowego w całej spółce, a także z dyspozytorami Działu Transportu Gazu w Pionie Eksploatacji Oddziału Zarząd Przedsiębiorstwa, do których, na wypadek gdyby zawiódł dyżurny z rejonu wrocławskiego, przekazane zostanie ostatecznie połączenie. Tak więc, praktycznie nie ma możliwości nieodebrania zgłoszenia alarmowego.

Do realizacji swoich zadań pary monterskie pogotowia gazowego mają do dyspozycji nowe samocho-

dy, objęte systemem nawigacji satelitarnej (FLOTA), który pozwala określić miejsce znajdowania się samochodu w danym momencie. Jest to istotne w przypadku wyboru odpowiedniej ekipy realizującej dane zgłoszenie. Problemy z brakiem aktualnych planów miejscowości rozwiązują urządzenia nawigacji satelitarnej GPS. W każdym samochodzie znajduje się komputer z dostępem do zasobów mapowych spółki, aby można było określić położenie gazociągów. Opisując wyposażenie pogotowia gazowego, nie sposób zapomnieć o nowoczesnym (na miarę naszych możliwości) sprzęcie ochrony osobistej. Każda ekipa wyposażona jest w nowoczesny, lekki aparat oddechowyy, urządzenia do wykrywania metanu oraz linki bezpieczeństwa z szelkami. O spokojną i sprawną działalność pogotowia gazowego troszczą się: mistrz instalacji, któremu bezpośrednio podlegają monterzy, a także kierownik sekcji instalacji i kierownik rejonu dystrybucji gazu Wrocław – Miasto. ■

30 listopada 2010 roku w Zielonej Górze doszło do awarii na stacji redukującej ciśnienie gazu, co w następstwie wywołało gwałtowny skok ciśnienia w instalacjach budynków mieszkalnych. Skutki awarii miały bardzo poważne konsekwencje i swój tragiczny wymiar. W wyniku wybuchu gazu w wieżowcu zginął 51-letni mężczyzna. W celu zapewnienia bezpieczeństwa mieszkańcom ewakuowano około 6,5 tys. osób.

Awaria w Zielonej Górze była w branży gazowniczej sytuacją wyjątkową, która na przestrzeni wielu ostatnich lat nie przydarzyła się w naszym kraju. Wydarzenie to pokazuje, że w każdej dziedzinie ludzkiej działalności, w której mamy do czynienia z techniką, może dojść do awarii. I chociaż prawdopodobieństwo powtórzenia się tak tragicznego zdarzenia jest minimalne, to jednak rodzą się pytania, co jeszcze można zrobić, aby do takich sytuacji nie dopuścić.

Po tragedii w Zielonej Górze przed takimi pytaniami stanęła cała branża gazownicza.

Do usuwania skutków awarii w Zielonej Górze zaangażowano setki pracowników, którzy przez kilka tygodni realizowali zadania wynikające z powstałej sytuacji kryzysowej. Dolnośląska Spółka Gazownictwa doświadczyła w tej trudnej sytuacji solidarności całej branży gazowniczej. Przyjęliśmy również pomoc, którą zaoferowały: Górnośląska Spółka Gazownictwa i Wielkopolska Spółka Gazownictwa, przysyłając swoje brygady.

W imieniu pracowników Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa serdeczne podziękowanie za otrzymaną pomoc i przekazane wyrazy solidarności wszystkim Koleżankom i Kolegom z branży gazowniczej składa Zarząd DSG sp. z o.o.

Ryszard Górski jest kierownikiem RDG Wrocław – Miasto. Maciej Chruściński jest kierownikiem Sekcji Instalacji.

### **Dolnośląska Spółka Gazownictwa**

**sp. z o.o.**

ul. Ziębicka 44, 50-507 Wrocław

tel. (+48) 71 336 65 66, (+48) 071 364 94 00

faks (+48) 71 336 78 17

zdjęcia: Lukasz Telus

# GSG Przedsiębiorstwem Fair Play 2010

**Maja Girycka**

Górnośląska Spółka Gazownictwa otrzymała certyfikat „Przedsiębiorstwo Fair Play” w XIII edycji Programu Promocji Kultury Przedsiębiorczości „Przedsiębiorstwo Fair Play” i została uhonorowana nominacją do Statuetki „Przedsiębiorstwo Fair Play” 2010.

Uroczysta gala finałowa odbyła się 17 grudnia 2010 roku w Sali Kongresowej Pałacu Kultury i Nauki w Warszawie. Otrzymany certyfikat potwierdza, że w swoich działaniach spółka harmonijnie łączy etyczne i ekologiczne aspekty działalności gospodarczej z efektywnością, zachowując jawność

„Przedsiębiorstwo Fair Play” to program, w którym oceniane są wszystkie aspekty działalności firmy, sposób i styl prowadzenia przedsiębiorstwa, a nie tylko jego wyniki ekonomiczne czy jakość wyrobów. Organizatorem programu jest Instytut Badań nad Demokracją i Przedsiębiorstwem Prywatnym i Krajowa Izba Gospodarcza. Celem programu „Przedsiębiorstwo Fair Play” jest promowanie etyki w działalności gospodarczej rozumianej jako właściwe zarządzanie relacjami z różnymi interesariuszami firmy, tj. klientami, kontrahentami, pracownikami, współnikami, społecznością lokalną, a także władzą lokalną i państwową. Główną ideą programu jest zachęcenie wszystkich firm w Polsce do zachowań etycznych i wprowadzania stosownych zmian nie tylko w wewnętrznej organizacji, ale także do kształtowania pozytywnych relacji ze społecznością lokalną oraz dbałość o środowisko naturalne. Program „Przedsiębiorstwo Fair Play” to najstarszy ogólnopolski program certyfikujący w obszarze etyki biznesu i jego społecznej odpowiedzialności.

„Przedsiębiorstwa Fair Play” to firmy, które:

- postępują rzetelnie wobec klientów;
- ustaliły zasady współpracy z kontrahentami i nie miały zaległości w regulowaniu wobec nich zobowiązań;
- terminowo wywiązują się z zobowiązań wobec Skarbu Państwa;
- uczciwie i rzetelnie reklamują się, jednocześnie nie dyskredytując konkurencji;
- stworzyły swoim pracownikom warunki sprzyjające zarówno efektywnej pracy, jak i rozwojowi zawodowemu;
- aktywnie uczestniczą w przedsięwzięciach charytatywnych;
- wspierają wszelkiego rodzaju inicjatywy edukacyjne, kulturalne i sportowe;
- są przyjazne dla środowiska naturalnego;
- potrafią usatysfakcjonować wymagających odbiorców.

GSG jest także laureatem certyfikatu „Przedsiębiorstwo Fair Play” 2009. ■



Certyfikat w imieniu spółki odebrał Jarosław Wróbel, członek zarządu GSG (drugi od prawej).

i przejrzystość działania oraz rzetelność wobec swoich interesariuszy, tj. klientów, kontrahentów i pracowników, zgodnie z zasadami zrównoważonego rozwoju. To również potwierdzenie, że firma realizuje podjęte zobowiązania i udowadnia w codziennych działaniach, że również w biznesie istnieją zasady etyczne, uczciwość i tzw. dobre praktyki.

# Koncepcja biznesowa w obszarze dystrybucji gazu

**Dariusz Jarczyk**

Obowiązująca obecnie „Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej” opracowana przez GSG Sp. z o.o., zwana IRiESD, zatwierdzona w sierpniu 2008 roku decyzją prezesa URE, uwzględnia wymagania ustawy „Prawo energetyczne”, wymagania określone w zatwierdzonej przez prezesa URE „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej” (IRiESP), opracowanej przez Operatora Systemu Przesyłowego OGP GAZ-SYSTEM S.A., jak również uwagi użytkowników systemu.

**W** roku bieżącym, zgodnie z zapisami prawa energetycznego, zarówno GAZ-SYSTEM S.A., jak i pozostali operatorzy systemu dystrybucyjnego, zostali zobowiązani do przedłożenia nowej wersji IRiESD w celu jej zatwierdzenia przez prezesa URE. W nowej wersji IRiESD mają zostać uwzględnione wymagania przedstawione w rozporządzeniu ministra gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Wszystkie te działania mają na celu uproszczenie, a zarazem otwarcie rynku gazu, dlatego bardzo ważną kwestią jest zamodelowanie rynku gazu z wykorzystaniem rozwiązań stosowanych obecnie na rynkach europejskich.

Biorąc powyższe pod uwagę oraz uwzględniając strategię informatyzacji, 12 listopada 2010 roku Zarząd GSG wyraził zgodę na realizację projektu w zakresie opracowania „Koncepcji biznesowej w obszarze dystrybucji gazu”. Celem projektu jest wypracowanie koncepcji biznesowej stanowiącej podstawę dalszych prac w zakresie wdrożenia platformy SAP IS-U/EDM i coregas@edm oraz świadczenia usługi dystrybucji.

Równoczesna praca nad koncepcją biznesową i nową wersją IRiESD pozwoli na optymalizację i eliminację zagrożeń w trakcie wdrażania IV Strumienia SAP, tj. SAP IS-U/EDM.

Partnerem przy opracowaniu „Koncepcji biznesowej w obszarze dystrybucji gazu” została niemiecka firma CX4U, która realizowała podstawowe funkcje związane z rynkiem gazu w systemie SAP IS-U/EDM dla regionalnych operatorów sieci w Niemczech.

Opracowana „Koncepcja biznesowa w zakresie obszaru dystrybucji gazu” uwzględniac będzie podstawowe procesy związane z funkcjonowaniem rynku gazu:

- zmiany sprzedawcy;
- nominacji i renominacji;
- alokacji;
- zarządzania urządzeniami pomiarowymi;
- rozliczeń usługi dystrybucji w jednostkach objętościowych oraz jednostkach energetycznych;

- rozliczeń usługi dystrybucyjnej z wykorzystaniem profili,
- wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku gazu.

Zgodnie z przyjętą metodologią, projekt powinien zakończyć się 15.06.2011 roku i będzie składał się z trzech pakietów roboczych.

- W I pakiecie roboczym, który zakończył się 8 lutego 2011 roku, dokonano analizy ram prawnych, procedur gazowo-technicznych, gazowo-hydraulicznych oraz środowiska IT;
- W II pakiecie roboczym, który zakończył się 7 kwietnia 2011 roku, model procesu biznesowego CX4U zostanie dostosowany do operatora systemu dystrybucyjnego, tj. do GSG;
- III pakiet roboczy, który zakończył się 15 czerwca 2011 roku, będzie zawierał opracowanie i dokumentację wszystkich wymagań technicznych z obszaru dystrybucji gazu oraz procesów biznesowych zamodelowanych w II pakiecie roboczym. Dodatkowo, zostaną określone i udokumentowane odpowiednie właściwości i specyfikacje mapowania w systemie SAP IS-U/EDM i coregas@, jak również określone zostaną warunki techniczne dotyczące platformy SAP, innych systemów IT, interfejsów oraz wymagania dotyczące urządzeń pomiarowych.

Wyniki poszczególnych etapów prac pozwolą na bieżące wprowadzanie stosownych zmian do IRiESD. Ogłoszenie końcowego wyniku powinno zbiec się z zatwierdzeniem IRiESD przez prezesa URE. ■

## **Górnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.**

ul. Szczęść Boże 11, 41-800 Zabrze  
tel. (+48) 32 398 50 00,  
faks (+48) 32 271 78 01  
e-mail: biuro@gsgaz.pl;  
www.gsgaz.pl

**Projekt stanowi podstawę do dalszych prac w zakresie wdrożenia platformy SAP IS-U/EDM i coregas@edm oraz świadczenia usługi dystrybucji.**



# Osuwiska zagrożają gazociągom

## Bożena Małaga-Wrona

Tereny Małopolski i Podkarpacia są miejscami szczególnie zagrożonymi występowaniem osuwisk.

Są one poważnym problemem dla infrastruktury znajdującej się zarówno w gruncie, jak i na jego powierzchni. Od ostatniej powodzi Karpacka Spółka Gazownictwa odnotowała na swoim terenie działania ponad 200 uszkodzeń gazociągów, spowodowanych obsuwaniem się ziemi i podmyciem przez wodę.

**W**raz z odejściem mroźnej aury i następującymi roztopami powrócił nękający Małopolskę i Podkarpacie groźny temat osuwisk, które w ubiegłym roku wielu rodzinom zabrały dobytek całego życia. Zrywały również gazociągi doprowadzające gaz ziemny do odbiorców indywidualnych i zakładów gospodarczych. Najwięcej, bo 96 uszkodzeń gazociągów odnotowano na terenie działania tarnowskiego od-

działu KSG, 52 – na terenie jasielskiego oddziału, nieco mniej – na obszarze działania Zakładów Gazowniczych w Krakowie i Rzeszowie.

Pierwsze w tym roku osuwisko w małopolskim Paszynie spowodowało zerwanie gazociągu wysokiego ciśnienia DN 200, w efekcie odcięło dostęp do gazu ponad 35 tysiącom odbiorców w miastach: Nowy Sącz, Stary Sącz oraz w 62 miejscowościach na terenie gmin Grybów, Kamionka Wielka, Korzenna, Gródek nad Dunajcem, Chelmiec, Stary Sącz i Nawojowa. Zdarzyło się to w poniedziałek, 7 lutego, o 1.00 w nocy. Wybuch nastąpił w bezpiecznej odległości od gospodarstw, ale i tak mieszkańców Paszyna wyrwał ze snu huk porównywalny z detonacją. To największe dotychczas zerwanie gazociągu Karpackiej Spółki Gazownictwa spowodowane osuwiskiem.

Kiedy po 1.00 w nocy dyspozytor pogotowia gazowego w Jaśle oraz Państwowa Straż Pożarna w Nowym Sączu przyjęły zgłoszenie o wybuchu, natychmiast z dyżurów domowych ściągnięci zostali pracownicy pogotowia gazowego Rejonu Dystrybucji Gazu w Nowym Sączu, którzy zabezpieczyli miejsce zerwania gazociągu i ustalili zakres prac niezbędnych do likwidacji awarii. Następnie do pracy nad jej usunięciem dołączyło pogotowie Zakładu Gazowniczego w Jaśle. Na miejsce zdarzenia przybyły również służby Państwowej Straży Pożarnej oraz jednostki policji. W związku z koniecznością zachowania bezpieczeństwa zamknięta została droga krajowa nr 28. O wstrzymaniu dostawy gazu dla miasta i okolicznych miejscowości powiadomiono Wydział Zarządzania Kryzysowego i Ochrony Ludności w Nowym Sączu.

Według Ryszarda Przywary, zastępcy dyrektora ds. dystrybucji w Zakładzie Gazowniczym w Jaśle, sprawującego nadzór nad akcją, czas wystąpienia tej awarii miał wpływ na przebieg prac naprawczych – z uwagi na konieczność ściągnięcia specjalistycznego sprzętu do usuwania awarii oraz ze względów bezpieczeństwa, co nie pozwala na prowadzenie tego rodzaju prac w porze nocnej – do prac ziemnych, a następnie spawalniczo-montażowych przystąpiono we wczesnych godzinach porannych. Zdecydowano o wymianie 3-metrowego odcinka gazociągu, co miało pozwolić na szybkie wznowienie dostaw do odbiorców. – Dzięki sprawnej akcji i pełnemu zaangażowaniu specjalistów uczestniczących w usuwaniu awarii, już od 12.00 tego samego dnia roz-



Uszkodzony gazociąg w wyrwie powstałej wskutek osuwiska.

poczęto – etapami – wznowianie dostawy gazu dla odbiorców – zapewnia nadzorujący akcję dyrektor. Na miejscu zdarzenia pracowali nieprzerwanie przez 18 godzin pracownicy Zakładu Gazowniczego w Jaśle, Rejonu Dystrybucji Gazu w Nowym Sączu oraz Punktu Dystrybucji Gazu w Grybowie. Przy usuwaniu awarii uczestniczyło około pięćdziesięciu gazowników, co pozwoliło w krótszym niż przewidywano czasie wznowić dostawę gazu. Najpierw wznowiono dostawę do odbiorców w 13 miejscowościach na terenie gmin Grybów, Kamionka Wielka i Chełmiec. Po zakończeniu prac spawalniczo-montażowych i uzupełnieniu gazem sieci wysokiego ciśnienia Siółkowa – Nowy Sącz, od 17.00 przywrócono dostawę do pozostałych odbiorców. Po uruchomieniu sieci gazowej średniego ciśnienia gaz popłynął do odbiorców z Nowego Sącza i Starego Sącza, zasilanych z sieci niskiego ciśnienia. Najpierw uruchomiono stacje i punkty redukcyjne zasilające największych odbiorców gazu, ponieważ istniało zagrożenie wstrzymania produkcji w sądeckiej firmie Carbon, zajmującej się wytwarzaniem m.in. elektrod grafitowych i węglowych. Do zdecydowanej większości odbiorców dostawę gazu uruchomiono w późnych go-



Przesunięcie uszkodzonego gazociągu.

dzinach wieczornych tego samego dnia. Z uwagi jednak na liczbę odbiorców, do których gazownicy musieli dojechać, by odblokować reduktory, wznowienie dostaw zakończyło się następnego dnia.

Choć uszkodzony odcinek gazociągu w Paszynie został wymieniony, prawdopodobnie nie jest to koniec problemów sieci w tym regionie, ponieważ prowadzone badania geologiczne wskazują na możliwość wystąpienia dalszych ruchów mas skalnych na tym wzniesieniu. Możliwe, że po ostatecznym potwierdzeniu wyników badań zajdzie konieczność zmiany lokalizacji gazociągu lub wykonania przewiertu kierunkowego pod przesuwającymi się warstwami ziemi. ■

**Badania geologiczne wskazują na możliwość wystąpienia dalszych ruchów mas skalnych na tym wzniesieniu.**

## „Złoty Inżynier” 2010

### XVII edycji plebiscytu „Przeglądu Technicznego”

**W** tym roku gala konkursu „Złoty Inżynier” odbyła się 2 marca w Warszawskim Domu Technika. Miło nam donieść, że tytuł „Złotego Inżyniera” w kategorii zarządzanie otrzymał Bogdan Pastuszko, prezes zarządu Karpackiej Spółki Gazownictwa.

Konkurs czytelniczy „Przeglądu Technicznego” jest organizowany już od 17 lat przez redakcję oraz FSNT NOT pod patronatem Komitetu Badań Naukowych – obecnie Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego. Co roku w gronie laureatów są przedstawiciele różnych zawodów, absolwenci politechnik i uczelni rolniczych z całego kraju.

Początkowo to prestiżowe wyróżnienie przyznawano tylko jednemu laureatowi. Od 1999 r. laureatów jest pięciu w kategoriach: nauka, high-tech, menedżer, zarządzanie, ekologia i jakość. Ponadto, przyznawane są tytuły: Srebrny Inżynier oraz inne honorowe wyróżnienia. Wyróżnieni, a zwłaszcza „Srebrni Inżynierowie” mają szansę zostać „Złotymi” w następnych latach. Kandydatów zgłaszają stowarzyszenia NOT-owskie, laureaci z lat poprzednich oraz dziennikarze zajmujący się nauką i techniką.

Kandydaci na Złotego Inżyniera są prezentowani w specjalnej rubryce „Przeglądu Technicznego”, rocznie jest ich około 50. Z tego grona oraz wybranych przez redakcję kandydatów z lat ubiegłych na



Od lewej: Bogdan Pastuszko, prezes KSG, oraz uczestnicy ceremonii wręczenia – Olgierd Dziekoński, przedstawiciel Kancelarii Prezydenta RP i Ewa Mańkiewicz-Cudny, prezes NOT-u.

przełomie roku czytelnicy wybierają laureatów. W znakomitym gronie honorowych „Złotych Inżynierów” znalazł się m.in. znany dziennikarz muzyczny Marek Niedźwiedzki, też z wykształcenia inżynier. Prezesowi Bogdanowi Pastuszko serdecznie gratulujemy tego dużego wyróżnienia. Warto przypomnieć, że w XI edycji tego plebiscytu „Srebrnego Inżyniera” 2004 w kategorii nauka otrzymał Mieczysław Menżyński, ówczesny wiceprezes KSG. Oba te wyróżnienia dodają prestiżu KSG.

#### **Karpacka Spółka Gazownictwa sp. z o.o.**

ul. Wita Stwosza 7, 33-100 Tarnów  
tel. (+48) 14 632 31 00,  
faks (+48) 14 632 31 11,  
sekr. (+48) 14 632 31 12  
www.ksg.pl



## Automatyzacja procesu nawaniania gazu ziemnego w OZG Białystok

**Kazimierz Grybowicz, Waldemar Stepanowicz**

Automatyzacja procesu nawaniania gazu ziemnego to kolejna wartość dodana w systemie dystrybucyjnym Mazowieckiej Spółki Gazownictwa.

**W** 2010 roku OZG Białystok wdrożył, pierwszy w naszej spółce, zautomatyzowany system monitoringu i sterowania nawaniania paliwa gazowego w sieci dystrybucyjnej niskiego i średniego ciśnienia, zasilanej z zespołu stacji gazowych.

Z procesem nawonienia paliwa gazowego nieodłącznie związany jest problem kontroli nawonienia. Podstawowym jej elementem, stanowiącym uzupełnienie pomiarów stopnia nawonienia gazu ziemnego, są pomiary stężenia środka nawaniającego w dystrybuowanym paliwie gazowym. Praktycznie w MSG pomiary stężenia THT (Tetrahydrotiofen  $C_4H_8S$ ) realizowane są głównie przez własne lub certyfikowane laboratoria zewnętrzne, które systematycznie, z określoną częstotliwością, wykonują oznaczanie THT, stosując analizę instrumentalną. Konieczność uciążliwego poboru próbek gazu oraz czasochłonność i znaczne koszty takich analiz przyczyniły się do poszukiwania alternatywnego sposobu kontroli nawonienia z wykorzystaniem urządzeń stacjonarnych, przystosowanych do transmisji wyników pomiarów w istniejącym systemie telemetrii.

Począwszy od roku 2006, w ZG Białystok rozpoczęliśmy prace wdrożeniowe zdalnego pomiaru THT w gazie, który dał podwaliny pod rozwój automatyzacji obecnego systemu nawaniania. Należy przy tym wspomnieć, że jeszcze wcześniej, bo już w końcu lat 90. ub.w., jako jedni z pierwszych na stacji redukcyjno-pomiarowej I<sup>o</sup> w Białymstoku zamontowaliśmy automatyczny analizator THT typu ANAT-05, wyprodukowany przez Instytut Górnictwa Naftowego i Gazownictwa OT Warszawa. Wspomniany ANAT-05 był najdłużej pracującym analizatorem z prototypowej serii (zastąpiono go nowym modelem dopiero w 2008 r). Na bazie tego modelu Instytut Nafty i Gazu uruchomił produkcję nowoczesnego analizatora ANAT-M. Jest on stacjonarnym urządzeniem pomiarowo-kontrolnym przeznaczonym do kontroli nawonienia paliwa gazowego, przystosowanym do przekazywania wyników pomiarów zawartości THT do systemu telemetrii. Zasada jego działania oparta jest na zasadzie chromatografii gazowej, gdzie próbka paliwa gazowego pobrana do pętli dozującej jest przenoszona w strumieniu gazu na ko-

lumnę chromatograficzną. Następnie w kolumnie następuje rozdział THT od innych składników paliwa gazowego, po czym próbka kierowana jest do detektora, którym jest czujnik elektrochemiczny selektywny dla związków siarki, niereagujący na węglowodorowe składniki gazu. Gazem nośnym jest powietrze tłoczone pompką. Analizator ANAT-M jest urządzeniem w pełni automatycznym, w którym wszystkie czynności związane z analizą, tj. pobór próbki gazu, kalibracja gazem wzorcowym oraz pomiar, są sterowane mikroprocesorem i wykonywane w cyklu automatycznym. Analizy wykonywane są z zaprogramowaną częstotliwością pomiarów od 20 minut do 24 godzin. Analizator charakteryzuje duża dokładność i szeroki zakres pomiaru, bezobsługowa praca urządzenia, możliwość włączenia w istniejące systemy telemetrii.

Konsekwentnie realizując nasze założenia, w latach 2006–2010 dokonaliśmy montażu kolejnych, już bardziej nowoczesnych urządzeń typu ANAT-M. Lokalizacja urządzeń była uzależniona od możliwości zasilania elektrycznego, dostępności obiektu budowlanego oraz układu sieci, tj. miejsc zapewniających uzyskanie najbardziej wiarygodnych i reprezentatywnych pomiarów stężenia THT dla danego, zgazyfikowanego obszaru. Z uwagi na dostępność do sieci energetycznej NN i istniejącego systemu telemetrii, preferowano obiekty stacji gazowych średniego ciśnienia, stanowiących własność MSG.

Obecnie na obszarze działania ZG Białystok zamontowanych jest 16 analizatorów, przy czym na sieci dystrybucyjnej aglomeracji białostockiej – 6 sztuk. W roku 2011 planujemy montaż kolejnych dwóch analizatorów. W wyniku takich działań uzyskaliśmy optymalne warunki do bieżącego monitoringu pomiarów stężenia THT z poziomu dyspozytora lokalnego centrum dyspozycji gazu. Zdefiniowane odpowiednio progi alarmowe umożliwiają natychmiastową reakcję na wszelkie odchylenia od normatywnych parametrów nawonienia w danym obszarze systemu dystrybucyjnego. Dzięki monitoringowi danych pomiarowych możliwe stało się zdalne sterowanie dawką THT.

Dlatego następnym etapem automatyzacji procesu nawaniania była modernizacja istniejących nawaniania. Podstawowe wymagania, postawione zmodernizowanym obiektom, to automatyczne i wtryskowe dozowanie oraz posiadanie modułu sterującego zapewniającego prowadzenie zdalnego procesu sterowania dawką środka nawaniającego. Bazując na własnych doświadczeniach oraz po przeprowadzeniu wielu analiz danych



dotyczących pracy różnych typów nawianialni, dokonaliśmy wyboru nawianialni wtryskowej DOSAODOR-D.

Nawianialnia DOSAODOR-D firmy TARTARINI jest sterowaną komputerowo nawianialnią wtryskową, wykorzystującą technologię elektrozaworów wtryskowych, które eliminują konieczność stosowania pomp wtryskowych. Zasada jej działania polega na wykorzystaniu ciśnienia wlotowego stacji redukcyjnej do wtrysku nawianiacza na wylocie ze stacji. Elektroniczna jednostka sterująca porównuje sygnał wejściowy (cyfrowy lub analogowy) z żadaną wartością dawki środka nawianającego i generuje odpowiedni sygnał sterujący urządzeniem wtryskowym. Zastosowane wtryskiwacze elektromagnetyczne pozwalają utrzymać bardzo dużą dokładność wtrysku nawianiacza w pełnym zakresie pracy, umożliwiając nieograniczoną zakresowość. Automatyczna kalibracja w czasie pracy uwzględnia zmiany charakterystyki elementów mechanicznych i wykrywa usterki, wyprowadzając sygnały alarmowe w jednostce sterującej. Dołączone do urządzenia oprogramowanie DosaLink pozwala na konfigurację lokalnej i/lub zdalnej obsługi systemu, obejmującej automatyczne pobieranie i wyświetlanie danych bieżących i historycznych, śledzenie raportów o alarmach oraz archiwizowanie danych. Oprogramowanie to pozwala dyspozytorowi na zdalny dostęp do konfiguracji parametrów pracy urządzenia.

Następnie zamontowaliśmy 3 nawianialnie wtryskowe typu DOSAODOR-D na terenie stacji wysokiego ciśnienia Zacisze, Stanisławowo oraz Grabówka, stanowiących zespół stacji zasilających miasto Białystok. Połączenie z istniejącym systemem telemetrii zakończyło proces inwestycyjny automatyzacji nawianiania paliwa gazowego.

Integralną częścią całego systemu są analizatory ANAT-M i nawianialnie DOSAODOR-D, które pośrednio ze sobą współpracują, a osoba zarządzająca systemem (dyspozytor) dokonuje zdalnej regulacji wartości dawki THT na podstawie wyników pomiarów stężenia odczytanych z ANAT-ów.

Pierwsze prace testowe, które potwierdziły słusność wyboru systemu i doboru urządzeń nawianających oraz transmisyjnych, rozpoczęliśmy w okresie letnim 2010 r. Po zadaniu odpowiedniej dawki THT w nawianialniach gazu w poszczególnych stacjach zasilających jeden wspólny obszar sieci dystrybucyjnej, uzyskiwaliśmy wyniki pomiarów stężenia nawianiacza w analizatorach ANAT. Czas reakcji systemu dystrybucyjnego na zmianę dawki środka nawianającego zależny był od odległości od stacji gazowej oraz od wielkości rozpyłów paliwa gazowego w poszczególnych obszarach systemu dystrybucyjnego. Sterowanie całym procesem realizowane było z poziomu stanowiska dyspozytorskiego, co przy zasilaniu systemu sieci gazowej z zespołu stacji gazowych wiąże się ze zwiększeniem bezpieczeństwa dystrybucji i znaczącym ograniczeniem kosztów obsługi.

Istotnym aspektem, który miał wpływ na decyzję o szerokim zastosowaniu analizatorów ANAT-M był

#### Zalety wdrożenia automatyzacji procesu nawianiania gazu ziemnego:

- pełna automatyzacja obsługi przy wysokiej precyzji dozowania środka nawianającego,
- przy dogłębnej analizie rozkładu stopnia nawonienia istnieje możliwość pozyskania wiedzy na temat prawdopodobnych kierunków przepływu gazu w całym układzie sieci rozdzielczej, co może być wykorzystywane przy zarządzaniu transportem gazu,
- zwiększenie bezpieczeństwa dystrybucji paliwa gazowego,
- możliwość podglądu bieżącej analizy stężenia THT w sieci dystrybucyjnej, a tym samym niezwłocznej reakcji na odchylenia od normatywnych wartości nawonienia gazu na całym obszarze oddziaływania wszystkich stacji wysokiego ciśnienia,
- ograniczenie wyjazdu służb technicznych do obiektów stacji w celu wykonania regulacji dawki THT,
- ograniczenie wyjazdów związanych z pobieraniem próbek gazu do worków próbnikowych w celu wykonania analizy laboratoryjnej stężenia THT.

fakt, że koszty ich eksploatacji są niższe w porównaniu z nakładami na pomiary laboratoryjne zlecane podmiotom zewnętrznym.

Przykładem są np. koszty badań laboratoryjnych w odniesieniu do kosztów eksploatacji ANAT-M na terenie RDG Giżycko.

Liczba pomiarów dla jednego punktu pomiarowego rocznie – 26, przy koszcie jednostkowym 403 zł. Roczny koszt pomiarów laboratoryjnych w jednym punkcie pomiarowym wynosi zatem:  $26 \times 403,0 = 10\,478$  zł. Koszt rocznej obsługi serwisowej analizatora wraz z gazem wzorcowym ANAT-M – 5800 zł. Różnica ponoszonych kosztów w pełni uzasadnia więc przyjęty kierunek monitorowania nawonienia gazu.

Dynamiczny rozwój systemu dystrybucyjnego MSG oraz intensywne działania ukierunkowane na poprawę efektywności prowadzonej działalności eksploatacyjnej wymuszają konieczność nowoczesnego spojrzenia na monitorowanie i sterowanie procesami zarządzania i eksploatacji majątku spółki.

Wdrożenie automatycznego systemu sterowania procesem nawianiania gazu ziemnego w oddziale spełniło nasze oczekiwania w tym zakresie. Efekty ekonomiczne takich inwestycji w pełni uzasadniają ich realizację, niemniej warunkiem przydatności systemu jest jego rozbudowa na całym obszarze systemu dystrybucyjnego, a rozpowszechnienie systemu w całej spółce usprawni zarządzanie tym procesem i obniży koszty realizacji zadań podstawowych. Nie należy przy tym zapominać, że wdrażanie nowoczesnych rozwiązań sterowania każdym systemem dystrybucji wiąże się ściśle z koniecznością weryfikacji i systematycznego dokształcania służb dyspozytorskich i eksploatacyjnych. ■

#### Mazowiecka Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

ul. Krucza 6/14, 00-537 Warszawa  
tel. (+48) 22 667 39 00  
faks (+48) 22 667 37 46  
www.msgaz.pl

# Pracujemy i **wygrywamy**

**Paulina Pogorzelska, Katarzyna Wróblewicz**

Szczególna dbałość spółki o potrzeby pracowników została nagrodzona prestiżowym tytułem Pomorski Pracodawca 2010.

Ostatni rok był dla Pomorskiej Spółki Gazownictwa czasem szczególnym. W 2010 roku, roku strategicznego podejścia do odpowiedzialnego biznesu, firma zintensyfikowała działania zmierzające do zwiększenia motywacji, zaangażowania oraz satysfakcji pracowników – najcenniejszego – zarówno w ujęciu biznesowym, jak i społecznym – kapitału.

Spółka uznała, że dbałość o jakość pracy, podniesienie satysfakcji zawodowej pracowników, zapewnienie poczucia bezpieczeństwa pracy i zatrudnienia, a także rozwój zawodowy to jeden z priorytetów w jej działalności. Na szczególne wyróżnienie zasługuje kilka projektów, które będą kontynuowane w kolejnych latach.

Pierwszy powstał po ujawnieniu luki kompetencyjnej i wiekowej osób zatrudnionych na stanowiskach ściśle związanych z bezpośrednią eksploatacją sieci gazowych. Im właśnie zadedykowany został „Pro-

gram rozwoju kwalifikacji PEGAZ”. Jego głównymi założeniami są: rozwój specjalistycznych kompetencji technicznych poprzez naukę w średnich i wyższych szkołach technicznych oraz rozwój umiejętności interpersonalnych mistrzów (zarządzanie zespołem, skuteczna komunikacja, rozwiązywanie konfliktów) i monterów (umiejętność radzenia sobie ze stresem, kontakt z klientem). Celem projektu jest dopasowanie kompetencji pracowników do aktualnych potrzeb rozwojowych spółki, a także wspomaganie i ukierunkowanie rozwoju osobowości oraz stymulowanie kreatywności pracowników. O projekcie pisaliśmy w „Przeglądzie Gazowniczym” nr 3/2010.

Drugi projekt dotyczył profilaktyki chorób cywilizacyjnych, w tym nowotworowych. Mając świadomość, że zdrowie pracowników przekłada się na ich efektywność i zaangażowanie w pracę, a profilaktyka zdrowotna odgrywa kluczową rolę w zapobieganiu groźnym chorobom, spółka zaprosiła pracowników korzystających z firmowego abonamentu medycznego do udziału w programie. Ponieważ wczesna wykrywalność nowotworów daje największą szansę na wyleczenie, a wizyta u lekarza jest często odkładana z powodu braku czasu i strachu przed jej wynikiem, spółka sprowadziła laboratorium medyczne na swój



Adam Kielak, prezes zarządu PSG, odbiera nagrodę z rąk Romana Zaborowskiego, wojewody pomorskiego.



teren. Przez kilka dni czerwca 2010 roku w 14 wyznaczonych na terenie firmy miejscach pracownicy mogli poddać się badaniu krwi pod kątem nowotworów jajnika (marker nowotworowy CA – 125) lub prostaty (marker nowotworowy PSA). Materiał pobierano na czczo, we wczesnych godzinach pracy, a badanie było dobrowolne i bezpłatne. Możemy powiedzieć, że odnieśliśmy sukces, ponieważ przebadano się ponad 70% osób uprawnionych. Ten projekt docenili również eksperci z Forum Odpowiedzialnego Biznesu poprzez wpisanie go do unikatowego w skali kraju Raportu **Odpowiedzialny Biznes w Polsce. Dobre praktyki 2010.**

Spółka rozpoczęła również pierwszy w historii program wolontariatu pracowniczego, który polega na inspirowaniu i wspieraniu pracowników w podejmowaniu działań na rzecz dzieci i młodzieży spędzającej czas w prowadzonej przez Gdańską Fundację Innowacji Społecznych świetlicy środowiskowej Gościnnia Przystań. Program jest wyrazem chęci spółki do dokonania trwałej i ważnej zmiany w społeczności lokalnej, a oprócz tego do integracji i motywacji pracowników, a także rozwoju osobistego i zdobycia przez

nich nowych umiejętności. Pierwszą formą zaangażowania PSG w działalność świetlicy jest projekt Ruchoma Świetlica, polegający na organizowaniu dla dzieci wycieczek w ciekawe miejsca, w tym spotkań z interesującymi ludźmi wykonującymi różne zawody, mającymi różne pomysły na życie. Projekt ten pozwoli na łagodne „wejście” wolontariuszy w świat dzieci, wzajemne poznanie się i przyzwyczajenie do siebie, budowanie więzi i sympatii stopniowo, krok po kroku.

Termin rozpoczęcia tego projektu nie jest przypadkowy, ponieważ równolegle rozpoczynamy realizację wewnętrznego programu etycznego. Jednocześnie, w 2011 roku będziemy kontynuować projekty szkoleniowe, wzbogacając je o Jesienną Akademię Menedżera.

Wierzymy, że systematyczne działania na rzecz pracowników spowodują wzrost ich poczucia, że są częścią przedsiębiorstwa i świadomym uczestnikiem zmian zachodzących w firmie, natomiast spójny rozwój pracowników oraz organizacji stanowi istotny czynnik wpływający na stabilizację funkcjonowania firmy. ■

**Spójny rozwój pracowników oraz organizacji stanowi istotny czynnik wpływający na stabilizację funkcjonowania firmy.**

## Spełnienie marzeń młodego pisarza

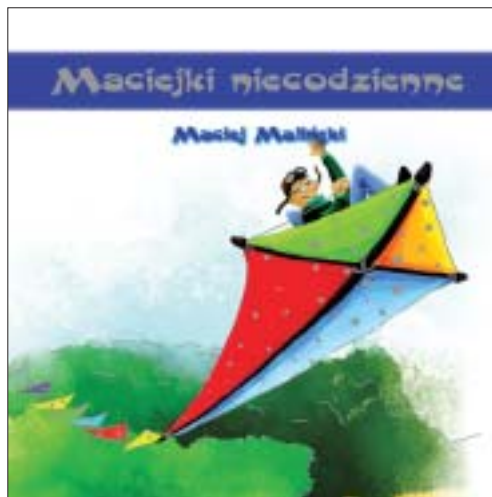
PSG wydała książeczkę pt. „Maciejki niecodzienne”, będącą zbiorem bajek Maćka Malińskiego.

**B**ajki były wymyślane i tworzone przez wiele lat przez chłopca, którego życie od samego początku naznaczone jest niepełnosprawnością. Maciek i jego bajki są dla nas szczególne, gdyż rzadko mamy okazję spotykać się z taką twórczą radością i obrazem świata, jaki odnajdujemy w układanych przez niego historiach. Maciek nie poddaje się, mimo ciężkich doświadczeń i codziennej walki ze słabościami własnego ciała. To, co dla innych jest przeszkodą, on przekuwa na własną korzyść. Dzięki niemu przypominamy sobie, jak bardzo można się cieszyć nawet z najmniejszych rzeczy.

Bajki wprowadzają nas do krainy marzeń, baśni, dla niektórych z nas dostępnej tylko przez krótką chwilę. Ogromny talent Maćka oraz jego nieprzemijająca pasja do tworzenia poruszyły nas do tego stopnia, że postanowiliśmy zrealizować jego marzenia i wydać książeczkę z całą jego twórczością.

Pomorska Spółka Gazownictwa od lat angażuje się w różne projekty społeczne. Ze szczególną chęcią uczestniczy w takich, w których bohaterami są dzieci, promuje ich wiedzę, zdolności i talent.

To druga spełniająca marzenia publikacja wydana przez Pomorską Spółkę Gazownictwa. Pierwszą był to-



mik poezji pracownika spółki. Nasza inicjatywa została zauważona i doceniona przez Centrum Integracji w Gdyni, które informację o wydaniu przez naszą firmę bajek umieściło w największym serwisie informacyjnym w Polsce, poruszającym tematykę niepełnosprawności: [www.niepelnosprawni.pl](http://www.niepelnosprawni.pl)

### **Pomorska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.**

ul. Wałowa 41/43, 80-858 Gdańsk  
tel. (+48) 58 326 35 00  
faks (+48) 58 326 35 04  
e-mail: [sekretariat@psgaz.pl](mailto:sekretariat@psgaz.pl), [www.psgaz.pl](http://www.psgaz.pl)

# Co to za gaz?

**Leszek Łuczak**

W grudniu 2010 i styczniu 2011 roku pogotowie gazowe WSG w Poznaniu odebrało sporo alarmowych zgłoszeń o ponoć ulatniającym się w dwóch rejonach miasta gazie ziemnym. Sporo czasu minęło, aż ostatecznie potwierdziła się od początku wysuwana przez gazowników hipoteza, że pojawiający się tam metan pochodzi z biogazu, a nie z gazociągów.

Zaczęło się w dzielnicy Grunwald. Dwóch pracowników TP SA próbowało „uwolnić” przy-  
marzniętą pokrywę studzienki telekomuni-  
kacyjnej palnikiem na propan-butan. Nastąpił nie-  
wielki wybuch. Przybyła na miejsce straż pożarna  
i ekipa pogotowia gazowego z RDG Poznań – Połu-  
dnie szybko stwierdziła, że eksplodował nie gaz ziem-  
ny, tylko gaz gnilny. W studziencie telekomunikacji  
zalegała gruba warstwa gnijących liści. By się do koń-  
ca upewnić, że nie była to eksplozja gazu ziemnego,  
odkryto kilka okolicznych studzienek i zbadano je pod  
kątem występowania metanu i THT. Cały ten rejon na  
dłuższy czas objęto nadzwyczajnym monitoringiem.

W styczniu mieszkańcy poznańskiego Osiedla  
Kosmonautów i kierownictwo Spółdzielni Mieszka-  
niowej „Winogrady” zaczęli alarmować pogotowie

gazowe, straż pożarną oraz media, że wyczuwa się  
tam zapach gazu. Kilkakrotne inspekcje zarówno  
w budynkach, jak i studzienkach infrastruktury tech-  
nicznej, nie wykazały obecności gazu ziemnego. Wy-  
krywano natomiast niewielkie stężenie metanu, za-  
wsze dużo poniżej dolnej granicy wybuchowości.  
Skąd brał się metan, którego najwięcej gromadziło się  
w komorach sieci ciepłowniczej?

Przez prawie dwa miesiące służby RDG Poznań –  
Północ monitorowały ten rejon, wykonano kilka kon-  
trolnych wykopów. W biegnącym wzdłuż ulicy Nara-  
mowickiej gazociągu wykryto drobne nieszczelności,  
które zaraz usunięto. Dalej jednak pojawiał się „ga-  
zopodobny” zapach, a metan nie znikał. Analizy po-  
wietrza pobieranego z komór ciepłowniczych i miejsc  
przebiegu gazociągu, wykonywane na miejscu i w la-  
boratorium ZG w Poznaniu, nie wykazywały, aby źró-  
dłem pochodzenia tych ilości metanu był przesyłany  
przez WSG gaz ziemny. Mimo to byliśmy ciągle głów-  
nym „podejrzanym”. Aby ostatecznie upewnić się, że  
pojawiający się tam metan nie pochodzi z paliwa ga-  
zowego, dyrekcja Oddziału ZG w Poznaniu zleciła  
Centralnemu Laboratorium Pomiarowo-Badawczemu  
PGNiG przeprowadzenie bardzo specjalistycznego  
badania środowiska w czterech komorach ciepłowni-  
czych w rejonie ulicy Naramowickiej między Serbską  
i Lechicką.

W raporcie z wynikami tych badań CLP-B poinfor-  
mowało, że w poszczególnych komorach ciepłowni-  
czych stwierdzono obecność metanu, nie stwierdzono  
natomiast obecności THT. Jednocześnie wykryto się-

## Prymas wśród gazowników



*Andrzej Mikołajczak, dyrektor ZG w Poznaniu,  
i Ryszard Białczyk, kierownik RDG Gniezno,  
w rozmowie z arcybiskupem Józefem Kowalczykiem.*

Na początku stycznia w Gnieźnie odbyło się  
spotkanie opłatkowe pracowników RDG  
Gniezno. Uczestniczyli w nim także członko-  
wie Zarządu WSG, dyrekcji ZG w Poznaniu, posło-  
wie i senatorowie oraz liderzy samorządów Gniezna  
i gmin powiatu gnieźnieńskiego. Honorowym  
gościem gazowników był prymas Polski, arcybiskup  
Józef Kowalczyk. W swym wystąpieniu metropolita  
gnieźnieński powiedział, że obniżenie z początkiem  
roku cen gazu ziemnego przez PGNiG jest swoistym  
podzieleniem się opłatkami z odbiorcami gazowego  
paliwa. Ks. prymas otrzymał porcelanową statuetkę  
gazowego latarnika i album poświęcony 150-leciu  
poznańskiej gazowni. ■



## Hipolit dla WSG

Zakończyła się XVI edycja Konsumenckiego Konkursu Jakości Usług, organizowanego przez Towarzystwo im. Hipolita Cegielskiego, Wielkopolską Izbę Rzemieślniczą, Wielkopolskie Zrzeszenie Handlu i Usług, Polskie Radio Merkury i TVP Info. Głównym laureatem tej edycji została Wielkopolska Spółka Gazownictwa. Liczne grono odbiorców gazu zgłosiło naszą kandydaturę, wskazując na wysoki poziom i niezawodność świadczonych przez WSG usług.

W czasie uroczystej gali 9 grudnia br. w Sali Czerwonej Pałacu Działyńskich w Poznaniu prezes Zdzisław Kowalski odebrał certyfikat upoważniający WSG do stosowania znaku „Najlepsze w Polsce” i statuetkę Hipolita. ■



Zdzisław Kowalski, prezes zarządu WSG, odbiera certyfikat „Najlepsze w Polsce” i statuetkę Hipolita z rąk Mariana Króla, prezidenta Towarzystwa im. Hipolita Cegielskiego.

Fot. Leszek Łuczak

gające 1 proc. stężenie dwutlenku węgla (dla porównania: w powietrzu dwutlenek węgla stanowi 0,05 proc., a w gazie ziemnym – 0,005 proc.). Równolegle w celu porównania zbadano właściwości gazu ziemnego pobranego z obsługującej ten rejon stacji redukcyjno-pomiarowej. Stwierdzono, że docierający w ten rejon gaz ziemny jest odpowiednio nawoiony. Stosunek stężenia metanu do dwutlenku węgla w poszczególnych komorach wynosił od 1,8 do 25, natomiast w pobranych próbkach gazu ziemnego stosunek ten wynosił 16 500. W przypadku biogazu stosunek ten wynosi od 1,2 do 3,5 (tak podaje literatura fachowa, a potwierdzają to dotychczasowe badania CLP-B).

Na podstawie przeprowadzonych badań CLP-B przedstawiło następujące wnioski:

- 1) Uzyskane wyniki badań pozwalają wysnuć hipotezę, że metan w poszczególnych komorach ciepłowniczych był pochodzenia biogenego, a powstał w drodze fermentacji związków pochodzenia organicznego. Proces ten można porównać z powstawaniem biogazu lub gazu błotnego. O takim pochodzeniu metanu świadczy m.in. stosunek stężenia metanu do dwutlenku węgla w próbkach pobranego w tym rejonie gazu ziemnego i gazu znajdującego się w komorach ciepłowniczych oraz brak w tym ostatnim środka nawaniającego THH. Procesowi fermentacji substancji organicznych (w tym miejscu znajdowało się kiedyś wysypisko śmieci) może sprzyjać wysoka temperatura ciepłociągów i duża wilgotność panująca w komorach ciepłowniczych.
- 2) Różny poziom stężenia metanu i dwutlenku węgla w poszczególnych komorach ciepłowniczych może wynikać z różnego stopnia ich wentylacji.

Te ilości metanu, które pojawiają się w infrastrukturze ciepłowniczej w rejonie Osiedla Kosmonautów, nie stwarzają żadnego niebezpieczeństwa dla osób tam przebywających i mieszkających.

Aby uzyskać absolutną pewność, że nie dojdzie w tym rejonie w przyszłości do ulatniania się gazu ziemnego, Wielkopolska Spółka Gazownictwa podjęła decyzję o dodatkowym uszczelnieniu gazociągu średniego ciśnienia w ciągu ulicy Naramowickiej. Jest to już nie najmłodszy gazociąg stalowy, położony w agresywnym, sprzyjającym korozji środowisku (wysypisko śmieci). Uszczelnienie polegać będzie na utworzeniu metodą *compact pipe* wewnątrz stalowego gazociągu izolacyjnego płaszczka z tworzywa sztucznego. ■

## SAP I ZSZ

Z końcem ubiegłego roku Wielkopolska Spółka Gazownictwa zakończyła wprowadzanie systemu SAP. Obecnie trwa w WSG końcowy etap wdrażania zintegrowanego systemu zarządzania jakością, bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na podstawie norm ISO 9001, PN-N 18001 i ISO 140001. Od kilku miesięcy komunikację wewnątrz spółki ułatwia firmowy intranet. ■

### Wielkopolska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

ul. Grobla 15, 61-859 Poznań  
tel. (+48) 61 854 53 50, 854 51 00  
faks (+48) 61 852 39 23  
e-mail: sekretariat@wsgaz.pl

# Nowa polityka zakupowa

**Anna Bednarek**

Od 1 lutego 2011 r. w GAZ–SYSTEM S.A. obowiązuje nowa polityka zakupowa. Celem wdrożenia nowych zasad organizacji zakupów jest zwiększenie efektywności zarządzania spółką w tym obszarze.

Strategię zakupową przygotowano na podstawie międzynarodowego wyznacznika Quality for Price (zachowanie najkorzystniejszej relacji jakości do ceny). Procedura zakłada efektywne zarządzanie obszarem zakupów spółki, zgodne z prawem i najlepszymi praktykami rynkowymi. Nadrzędnym celem wprowadzenia polityki jest stworzenie właściwych warunków organizacyjnych i ekonomicznych w sferze zakupów, przy jednoczesnym zachowaniu zasad uczciwej konkurencji oraz bezwzględnie równym traktowaniu dostawców. Polityka oparta jest na zasadach etyki i społecznej odpowiedzialności w biznesie. Oznacza to, że nowa procedura powstała zgodnie z najlepszymi standardami i światowymi praktykami efektywnego zarządzania zakupami w spółkach.

W praktyce optymalizacja obszaru zakupów przyniesie efekty w kilku kategoriach:

- przejście z administracyjnego do strategicznego podejścia do funkcji zakupów,
- generowanie oszczędności poprzez uzyskiwanie najlepszych cen,
- ograniczenie kanałów wypływu środków ze spółki,
- zmniejszenie ryzyka związanego z łamaniem przepisów,
- wzrost efektywności procesów zakupowych,
- wzmocnienie siły negocjacyjnej GAZ–SYSTEM S.A. wobec dostawców.

Realizację tych celów umożliwi opracowana już kategoryzacja i nowy model zarządzania zakupami. We wdrażaniu nowej polityki ma również pomóc aplikacja do wsparcia procesów zakupowych oraz raportowanie efektywności zarządzania.

– *Priorytetem GAZ–SYSTEM S.A. jest świadczenie najwyższej jakości usług. W tym celu postanowiliśmy tak zreorganizować obszar zakupów w organizacji, aby zwiększyć korzyści ekonomiczne spółki przy jednoczesnym zachowaniu zasad uczciwej konkurencji* – powiedział Jan Chadam, prezes zarządu GAZ–SYSTEM S.A.

Nowe zasady zakupów w GAZ–SYSTEM S.A. zostały opisane w korporacyjnej polityce zakupowej oraz „Instrukcji udzielania zamówień” i opierają się na trzech głównych filarach:

- strategicznej koordynacji zakupów,
- zarządzaniu kategoriami,
- klarownym podziale ról i obowiązków.

Strategiczna koordynacja zakłada centralne zarządzanie zakupami w całej spółce w wybranych kategoriach. Polityka zakupowa opiera się na budowaniu strategii

w poszczególnych obszarach zakupów, tzw. kategoriach.

– *W praktyce wprowadzenie nowej polityki zakupowej w GAZ–SYSTEM S.A. oznacza zmianę podejścia do funkcji zakupów z administracyjnego na strategiczne. Dzięki temu nasza firma będzie mogła zwiększyć efektywność procesów zakupowych, wykorzystując skalę realizacji przez GAZ–SYSTEM S.A. zamówień, zarówno w zakresie działalności operacyjnej, jak i realizowanych przez spółkę projektów inwestycyjnych* – dodał Jan Chadam.

W projektach, które realizowane są na potrzeby całej spółki, potrzebne jest doskonałe rozeznanie zarówno rynku zewnętrznego (dostawców i oferowanych przez nich produktów/usług), jak i wewnętrznych dotychczasowych praktyk w zakresie realizowania zakupów przez spółkę. Dlatego pierwszym, zasadniczym etapem prac nad projektem jest dogłębna analiza obu wymienionych wyżej obszarów: wewnętrznego – dotyczącego spółki – i zewnętrznego – w odniesieniu do zmieniającego się rynku i funkcjonujących na nim podmiotów. Takie analizy w zależności od projektu trwają od kilku tygodni do nawet 6 miesięcy. Stanowią one bazę, na podstawie której podejmowana jest decyzja o sposobie realizacji zakupu centralnie lub lokalnie.

Spółka prowadzi pierwsze projekty w ramach nowej polityki zakupowej. W projekcie „**Optymalizacja zakupu usług eksploatacji na stacjach gazowych**” spółka dąży do ustandaryzowania umów i ofert w przetargach dotyczących problematyki zakupu usług eksploatacji na stacjach gazowych. Standaryzacja jest niezbędna do efektywnego zarządzania zakupami tych specjalistycznych i kompleksowych usług.

Projekt „**Zakup dostaw środka nawaniającego THT na potrzeby całej spółki**” potwierdził wcześniejsze sygnały dotyczące trudnej sytuacji zakupowej na tym rynku. Okazało się, że na rynku światowym funkcjonuje dwóch dostawców, natomiast na polskim rynku ten produkt dostarczają firmy, które są jedynie dystrybutorami. Konkurencja jest więc ograniczona ze względu na małą liczbę podmiotów. W związku z tym GAZ–SYSTEM S.A. podjął decyzję o centralnym zakupie THT.

Kolejnym projektem jest „**Optymalizacja kosztów energii elektrycznej na obiektach GAZ–SYSTEM S.A.**”, który zakłada wybór dostawcy proponującego najkorzystniejsze warunki zakupu energii elektrycznej.

1 stycznia 2011 GAZ–SYSTEM S.A. opublikował procedurę kwalifikowania dostawców. Procedura jest otwarta i wykonawcy mogą już aplikować. Nowe podejście do tematu zakupów w GAZ–SYSTEM S.A. w 2010 roku zostało nagrodzone podczas Kongresu Menedżerów Zarządzania Łańcuchem Dostaw, zorganizowanego przez Polskie Stowarzyszenie Menedżerów Logistyki. ■



# Możliwość budowy gazociągu **POLSKA-SŁOWACJA**

Połączenie  
mogłoby  
stanowić  
element  
korytarza  
północ-  
południe.

## Małgorzata Polkowska

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. oraz eustream a.s. (słowacki operator systemu przesyłowego) podpisali list intencyjny dotyczący współpracy w zakresie możliwości budowy gazociągu Polska-Słowacja.

ilości gazu w naszym kraju – powiedział Jan Chadam, prezes zarządu GAZ-SYSTEM S.A.

– Rozwijanie współpracy z krajami sąsiadującymi było jednym z priorytetów eustream, od kiedy spółka rozpoczęła działalność jako niezależny operator systemu przesyłowego w 2006 roku. Projekt połączenia pomiędzy Słowacją i Polską wzmocni integrację europejskich sieci gazowych. Cieszymy się z tego wspólnie podjętego z naszymi polskimi partnerami kroku. Badania będą koordynowane przez strony tak, aby ten dodatkowy odcinek korytarza północ-południe (gazociąg Polska-Słowacja), łącznie z połączeniem słowacko-węgierskim wspierał rynek i zwiększał bezpieczeństwo dostaw gazu w krajach V4+ – podkreślił Antoine Jourdain, prezes zarządu eustream a.s.

Firmy uzgodniły, że zostanie powołana grupa robocza z udziałem przedstawicieli obydwu operatorów, która będzie odpowiedzialna za przygotowanie technicznych, ekonomicznych, środowiskowych i prawnych analiz dotyczących budowy połączenia Polska-Słowacja. Efektem tych prac będzie przygotowanie studium wykonalności i określenie warunków biznesowych dla realizacji połączenia Polska-Słowacja. Dalsze decyzje w zakresie rozwoju tego projektu zostaną podjęte w 2012 roku. Spółki planują również wspólnie ubiegać się o dofinansowanie z funduszy Unii Europejskiej w zakresie wsparcia planowanych prac analitycznych. ■



– Nawiązanie współpracy ze słowackim operatorem systemu przesyłowego jest elementem strategii realizowanej przez GAZ-SYSTEM S.A. w zakresie aktywnego uczestnictwa spółki w tworzeniu zintegrowanej sieci gazociągów w Europie Środkowej. Analizowane połączenie Polska-Słowacja mogłoby stanowić element korytarza północ-południe, który stworzyłby między innymi możliwość korzystania z terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego (LNG) w Świnoujściu odbiorcom z Europy Środkowej z wykorzystaniem polskiej infrastruktury przesyłowej. W tym celu rozbudowywany jest także krajowy system przesyłu gazu. Do 2014 roku spółka wybuduje ponad 1000 km nowych gazociągów, które stworzą możliwość przesyłu większych



### 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

# Nowe technologie dostaw gazu ziemnego

Andrzej Piwowarski, Stanisław Rychlicki

Do rozpatrywanych od wielu lat opcji dywersyfikacyjnych dostaw gazu ziemnego dołączono niedawno opcję dostaw gazu ziemnego sprężonego – CNG oraz opcję LNG regazyfikowanego na metanowcu lub na specjalnej pływającej jednostce magazynowo-regazyfikacyjnej.

Morskie dostawy CNG rozpoczęły się około 10 lat temu, natomiast regazyfikowany LNG – 5 lat temu. Technologią dostaw regazyfikowanego na metanowcu LNG zajmujemy się w kraju od marca 2005 roku, po udanym pierwszym na świecie wyładunku w Zatoce Meksykańskiej. Zbliżona do tej technologii jest technologia regazyfikacji na pływającej jednostce regazyfikacyjnej (*FSRU – Floating Storage Regasification Unit*), gdzie LNG jest przeladowywane na zakotwiczony tankowiec (na ogół stary) lub na barkę z instalacjami regazyfikacyjnymi. Te rozwiązania są postrzegane obecnie jako bardzo interesujące zarówno z punktu widzenia elastyczności, bezpieczeństwa, ochrony środowiska, estetyczności, niskich kosztów terminali, szybkości wdrażania, jak i możliwości uzyskiwania dobrych cen za gaz. W odniesieniu do CNG ograniczeniem jest wysoki koszt tankowca; podobnie dla metanowca z regazyfikacją LNG na pokładzie. Obie te technologie można nazwać technologiami niszowymi. Pozostają one w stosunku do rozważanego, importowego terminalu lądowego LNG dodatkowymi elementami dywersyfikacyjnymi, uzupełniającymi, ale nie konkurencyjnymi.

## Technologia LNG regazyfikowanego na pokładzie metanowca lub na pływającej jednostce magazynowej i regazyfikacyjnej typu FSRU

Ta technologia mogłaby okazać się pomocna w okresie nazywanym powszechnie *start up*, czyli uruchamiania dostaw LNG. Tego rodzaju rozwiązania mogłyby również stanowić czasowe rozwiązania „awaryjno-pomostowe” w przypadku opóźnienia ostatecznego oddania do eksploatacji terminalu LNG w Świnoujściu, przewidywanego na koniec czerwca 2014 roku, a jednocześnie zachodziłaby konieczność odbioru zakontraktowanego LNG.

Takie przejściowe rozwiązanie projektu firmy Excelerate Energy LP z regazyfikacją LNG na pokładzie – jak pokazuje konkretny przykład w miejscowości Teesside w płn.-wsch. Anglii – pozwoliło na uruchomienie dostaw LNG do 5 mld m<sup>3</sup> rocznie w ciągu 12 miesięcy i po kosztach nieprzekraczających 80 milionów euro, co stanowi około 10% kosztów terminalu lądowego LNG o tej samej przepustowości. Jeżeli chodzi o technologie regazyfikowanego LNG, to ich zastosowanie bierze się pod uwagę w zasadzie na okres do uruchomienia lądowego terminalu LNG w 2014 r., dla tego samego zaopatrywanego obszaru co planowany za pomocą dostaw CNG, to jest dla rejonu Trójmiasta. Obszar ten charakteryzuje się istnieniem potencjalnie dużego rynku dla gazu ziemnego (przemysł rafineryjny ropy naftowej, elektroenergetyka i ciepłownictwo, odbiorcy handlowi i domowi) oraz posiadaniem w niedalekiej przyszłości kawernowego zbiornika magazynowego gazu w złożach solnych, który bardzo ułatwi i obniży dostawy zarówno CNG, jak i regazyfikowanego LNG. Tutaj można wykorzystać doświadczenia istniejących terminali LNG w Teesside w płn.-wsch. Anglii oraz w Bahía Blanca w Argentynie.

## Porównanie konwencjonalnej metody dostaw i wyładunku LNG z nową metodą

Na razie dokonanie porównań wydaje się przedwczesne, zwłaszcza jeżeli chodzi o korzyści lub straty ekonomiczne. Obecnie tylko warunki amerykańskie uzasadniają w pełni stosowanie tej technologii. Jednak specjaliści rynku LNG stwierdzają, że ta technologia nadaje się bardzo dobrze w ograniczonych czasowo fazach początkowych importu LNG, w tzw. okresach *start-up* lub kiedy budowa konwencjonalnych terminali importowych napotyka duże trudności, takie jak:

- niewystarczająca głębokość morza w strefie przybrzeżnej, uniemożliwiająca przybicie metanowca do brzegu,
- brak odpowiedniej powierzchni dla budowy zwłaszcza zbiorników magazynowych LNG,
- trudny dostęp, strefa miejska, trudności połączenia terminalu z siecią rozprowadzającą,
- opór władz lokalnych lub organizacji ekologicznych,
- specjalne rygorystyczne wymogi bezpieczeństwa i wrażliwość na ewentualny atak terrorystyczny (stosunkowo łatwy dostęp do terminalu lądowego, duża gęstość zaludnienia, sąsiedztwo obiektów wojskowych).



Regazyfikacja LNG na pokładzie metanowca powoduje wydłużenie jego pobytu przy boi wyładowniczej, a zatem podrożenie dostaw, bowiem czas immobilizacji dużego metanowca może kosztować dziesiątki tysięcy dolarów na dobę w przypadku jego wyczarterowania. Niemniej jednak system wyładowniczy regazyfikowanego LNG firmy Energy Bridge ma wiele zalet i pozwala na osiągnięcie wymiernych i niewymiernych korzyści, do których można zaliczyć:

- lokalizację miejsca wyładunku w wystarczająco głębokim morzu, która pozwala całą infrastrukturę importu LNG umieścić z dala od ludności, minimalizując w ten sposób wpływ na otoczenie komunalne i przemysłowe (zmniejszenie ryzyka ataku terrorystycznego),
- gabarytowo niewielka infrastruktura wyładownicza (boja, riser i gazociąg podmorski) w celu zapewnienia minimalnego wpływu na środowisko i umożliwiająca szybszą rozbudowę systemu,
- elastyczny charakter metanowca EBRV, umożliwiający zacumowanie zarówno przy morskiej boi, jak i przy nabrzeżu – metoda *alongside moored ship* (rozwiązanie zastosowane w Teesside),
- bezpieczne i sprawdzone rozwiązania projektowe spełniające z nadwyżką wszystkie standardy amerykańskie i międzynarodowe,
- w pewnym sensie przewoźna technologia pozwalająca na wykorzystanie technologii Energy Bridge jako tymczasowego rozwiązania w tym znaczeniu, że boja STL może być przemieszczona w okresie życia projektu w inne miejsce, co jest szczególnie interesujące w przypadku rynków gazowych o dużym ryzyku handlowym lub rynków krótkoterminowych,
- inherentna skala rozwiązań systemu Energy Bridge, umożliwiająca rozbudowę poprzez zwiększenie liczby boi i uzyskanie po niskim koszcie większej przepustowości wyładowniczej przy minimalnej rozbudowie infrastruktury,
- sezonową elastyczność i dyspozycyjność dostaw gazu na odpowiednie rynki.

### Możliwości wykorzystania tej technologii wyładowniczej dla realnego rozpoczęcia i przyspieszenia procesu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski

Jak wiadomo, transport morski LNG stanowi bardzo ważne, a przy dużych odległościach najważniejsze ogniwo w całym łańcuchu skroplonego gazu ziemnego, rozpoczynającego się na złożu gazu, poprzez przeróbkę i przesył, następnie skraplanie i wysyłkę; po odbiór i regazyfikację LNG, a następnie oddanie do sieci. Argumentem przemawiającym za zastosowaniem technologii wyładunku regazyfikowanego LNG w Polsce jest problem czasu, to jest możliwości realizacji przyspieszonych dostaw LNG, a przez to rozpoczęcia wcześniejszej dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego i w ten sposób poprawienia bezpieczeństwa gazo-energetycznego kraju. Dodatkową korzyścią byłoby też wprowadzenie nowej technologii i nowej filozofii gazowniczej. Z tym może

wiązać się też stworzenie nowych miejsc pracy na tej części Wybrzeża.

Ważnym argumentem przemawiającym za jej zastosowaniem jest obecność niedaleko Gdańska struktur solnych w gminie Kosakowo, umożliwiających stworzenie podziemnego zbiornika magazynowego kawernowego o pojemności roboczej około 250 milionów m<sup>3</sup>. Dzięki takiemu zbiornikowi dostawy regazyfikowanego na metanowcu LNG stałyby się bardziej opłacalne. Przy realizacji wprowadzenia nowej technologii pochodzenia amerykańskiego istnieją możliwości uzyskania środków finansowych z amerykańskich organizacji pomocowych, takich jak na przykład USAID. Również Unia Europejska może udzielać takiej pomocy poprzez Europejski Bank Inwestycyjny (EBI) w Luksemburgu. Atrakcyjność dla nas tej technologii to użycie jej w okresie początkowym, czyli w okresie zwanym *start-up*, a później ewentualne przejście do normalnych dostaw do zbudowanego terminalu importowego lądowego. Dodatkową zaletą technologii wyładunku regazyfikowanego LNG bez lądowego terminalu jest stworzenie możliwości wyładunku sprężonego gazu ziemnego, tzw. CNG – *Compressed Natural Gas*, przy użyciu prawie tej samej infrastruktury wyładowniczej jak dla LNG. W ten sposób moglibyśmy mieć dostęp do taniego gazu ziemnego ze złóż marginalnych na Morzu Północnym. Dostawy gazu byłyby więc jeszcze bardziej zdwersyfikowane i tańsze. Przy planach dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego należy brać pod uwagę nie tylko aspekt polityczny, bezpieczeństwa gazo-energetycznego, ale również opłacalność rozważanych dostaw i ceny gazu ziemnego, czynniki tak ważne w procesie przyszłej pełnej liberalizacji rynku gazowego.

### Technologia dostaw drogą morską sprężonego gazu ziemnego – CNG

Transport morski CNG jest technologią umożliwiającą dostawę gazu ziemnego specjalnymi tankowcami CNG. System transportowy jest przygotowany do przewożenia gazu pod ciśnieniem do 250/276 bar, zwykle w temperaturze otoczenia. Wszystkie dostępne rozwiązania zakładają zatłaczanie gazu do specjalnych modułów składających się z pojedynczych cylindrów przystosowanych do utrzymania odpowiedniego ciśnienia gazu. Załadunek i rozładunek tankowców CNG może się odbywać zarówno w przypadku cumowania przy nabrzeżu, jak również z wykorzystaniem boi załadunkowych/rozładunkowych umieszczonych w pewnej odległości od brzegu. Obecnie dostępne są technologie transportu morskiego CNG mające certyfikaty bezpieczeństwa wydane przez uznane towarzystwa klasyfikacyjne. Technologia CNG jest dedykowana przede wszystkim do transportu gazu ze źródeł, takich jak:

- złoża marginalne (z ang. *Stranded Gas Reserves*) – złoża cechujące się średnią lub małą ilością gazu ziemnego – od 15 do 100 mld m<sup>3</sup>. Dla CNG planowane jest wykorzystywanie złóż, dla których brak uzasadnienia ekonomicznego dla eksploatacji w sposób tradycyjny,
- złoża na terenach tzw. dojrzałych (z ang. *mature areas*) – złoża, które były już eksploatowane, ale dalsza ich eksploatacja stała się nieopłacalna,

- gaz ziemny towarzyszący ropie naftowej,
- inne źródła, np. odbiór gazu z istniejącej infrastruktury sieciowej.

Za ekonomicznie uzasadnione uznaje się transportowanie CNG na trasach do 2000 mil morskich. Nie wyklucza to jednak możliwości transportu z większych odległości w zależności od kosztów poszczególnych elementów łańcucha dostaw, w tym m.in. ceny gazu. Do ww. elementów łańcucha technologicznego należą:

- gazociąg doprowadzający gaz do terminalu,
- sprężanie gazu i pomiar ilości i jakości,
- terminal eksportowy na morzu lub przy nabrzeżu,
- transport morski tankowcami CNG,
- system wyładowniczy na morzu lub przy nabrzeżu,
- gazociąg podmorski lub lądowy,
- przetłocznia i pomiarownia,
- gazociąg podmorski lub lądowy do podziemnego magazynu gazu – PMG, połączony z systemem przesyłowym lub z siecią dystrybucyjną.

**Obok tradycyjnej technologii dostaw gazu ziemnego w postaci LNG istnieją obecnie metody dostaw gazu ziemnego drogą morską, mniej uciążliwe pod względem administracyjnym, szybsze do wdrożenia, mniej kapitałochłonne i bardziej przyjazne dla środowiska.**

Główne zalety technologii dostaw CNG drogą morską:

- łatwe dostosowanie projektu dostaw do niezdefiniowanego jeszcze rynku gazowego,
- łatwa lokalizacja,
- krótki czas uzyskania zezwoleń,
- znacznie krótszy czas realizacji aniżeli gazociągu podmorskiego i terminalu LNG,
- możliwość szybkiego demontażu i przeniesienia instalacji wyładowniczych w inne miejsce,
- walory ekologiczne,
- opłacalność ekonomiczna dostaw gazu, mimo wysokich kosztów ogniwa transportu morskiego,
- konkurencyjność,
- brak zmian stanu skupienia gazu i potrzeby jego skraplania czy regazyfikacji, co daje lepszą sprawność energetyczną całego łańcucha dostaw.

Ogólne nakłady inwestycyjne na łańcuch dostaw CNG są kilkakrotnie niższe (nawet sześciokrotnie) od nakładów na łańcuch dostaw LNG. Przy stosunku zawartości energii przewożonej LNG/CNG równej 2,5:1, teoretyczne opłacalne odległości pomiędzy źródłem gazu a rynkiem gazu są zawarte w przedziale od około 500 do 1500–2000 mil morskich, czasem nawet powyżej 2000 mil morskich. Technologia transportu morskiego pozwala na transport ilości gazu ziemnego

od 1,5 mln m<sup>3</sup> (np. barką przybrzeżną) do około 30 mln m<sup>3</sup> gazu statkiem, porównywalnym już ze średniej wielkości metanowcem. Natomiast w Polsce – ze względu na ciągle słabą recepcyjność naszego systemu przesyłowego – konieczne jest usytuowanie podziemnego magazynu gazu w pobliżu miejsca dostaw.

\* \* \*

Problem atrakcyjności dostaw gazu ziemnego w postaci regazyfikowanego LNG oraz w postaci CNG powinien być rozpatrywany nie tylko z punktu widzenia samej dywersyfikacji dostaw zwiększającej bezpieczeństwo gazo-energetyczne kraju, ale również z punktu widzenia biznesowego.

Projekty te powinny być racjonalne ekonomicznie oraz spełniać podstawowe kryteria bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, które zostały ujęte w unijnej definicji bezpieczeństwa gazo-energetycznego, mówiącej, że jest nim *zdolność gazowego systemu przesyłowego do zapewnienia ciągłych i niezawodnych dostaw gazu do odbiorców na zasadach ekonomicznych oraz zdolność do stawiania czoła przerwom w dostawach gazu ziemnego*.

Obok tradycyjnej technologii dostaw gazu ziemnego w postaci LNG istnieją obecnie metody dostaw gazu ziemnego drogą morską, mniej uciążliwe pod względem administracyjnym, szybsze do wdrożenia, mniej kapitałochłonne i bardziej przyjazne dla środowiska.

Pod uwagę wzięto poniższe technologie dostaw gazu ziemnego:

- **metodę dostaw metanowcem wyposażonym w instalację do regazyfikacji na pokładzie;** gaz z kolektora jest wysyłany pod ciśnieniem do gazociągu podmorskiego (*off-shore*) albo do sieci lądowej (*alongside moored ship*); oraz **metodę polegającą na użyciu technologii pływającego magazynu z instalacją do regazyfikacji LNG (FSRU – Floating Storage Regasification Unit),**
- **metodę dostaw gazu ziemnego sprężonego około 250–276 bar – CNG,** stosowaną do przewożenia gazu ze złóż małej i średniej wielkości, typu *gas stranded reserves* i złóż w tzw. *mature areas* i w ten sposób do przyczyniania się do ich waloryzacji; gaz może też pochodzić z klasycznych źródeł zaopatrywania.

Pierwsza technologia, regazyfikowanego LNG na metanowcu lub na FSRU, może okazać się pomocna dla odebrania przez jakiś okres zakontraktowanego LNG w przypadku, gdyby doszło do nieprzewidzianego opóźnienia w oddaniu do eksploatacji krajowego, lądowego terminalu LNG.

Omówione projekty dostaw morskich CNG oraz LNG regazyfikowanego na metanowcu lub na FSRU mogą, i powinny, przy dobrej organizacji projektów być sposobem na poprawę bezpieczeństwa gazo-energetycznego naszego kraju. ■

**Andrzej Piwowarski,**  
PGNiG SA  
**prof. dr Stanisław Rychlicki,**  
AGH



# Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

dokończenie ze str. 5

OSD wbrew woli podmiotu wyznaczonego na operatora systemu;

– wskazanie kierunku koniecznych zmian w prawie, a także możliwych podstaw prawnych i trybu ustalania wynagrodzenia za usługi operatorskie oraz zasad współpracy z właścicielem sieci w odniesieniu do inwestycji, remontów, przyłączeń i opracowania planów rozwoju oraz

– analiza relacji pomiędzy właścicielem sieci lub instalacji a wyznaczonym dla tej sieci lub instalacji operatorem w kontekście konieczności opracowania taryfy i przedłożenia jej do zatwierdzenia prezesowi URE.

Prace kontynuował również zespół ds. współpracy pomiędzy branżą gazowniczą i chemiczną m.in. w zakresie bieżącej wymiany informacji dotyczących udziału w spotkaniach na szczeblu organów rządowych i parlamentarnych. W związku z podpisaniem umowy gazowej polsko-rosyjskiej sytuacja obu branż w ostatnich miesiącach uległa normalizacji. Mimo podejmowanych dotychczas działań, zarówno strona chemiczna, jak i gazowa nie uzyskały projektu nowelizacji rozporządzenia taryfowego, które istotnie w 2011 roku mogłoby poprawić relacje cenowe między obiema branżami i podnieść efektywność wykorzystania gazu ziemnego. Pewnym sukcesem jest

zmiana w projekcie ustawy o efektywności energetycznej, likwidująca podwójne obciążenia finansowe dla gazu ziemnego jako surowca dla przemysłu chemicznego. Uzgodniono również ponowne wspólne wystąpienie do ministra finansów o wyłączenie gazu ziemnego jako surowca technologicznego spod opodatkowania akcyzą.

Bardzo intensywnie w I kwartale 2011 r. pracowały zespoły spółek gazownictwa (Grupy PGNiG SA), które wspólnie z zespołem powołanym przez Marka Woszczyka, p.o. prezesa URE, prowadzą prace zmierzające do zakończenia uzgodnień nad kompleksowym długoterminowym modelem regulacji spółek gazownictwa, którego celem jest zobiektywizowanie zasad ustalania m.in. wartości regulacyjnej aktywów spółek (WRA), regulacyjnej stopy zwrotu z kapitału (WACC), kosztów operacyjnych zależnych, kosztów przeniesionych oraz amortyzacji. Wyniki analiz porównawczych spółek gazownictwa za lata 2008–2010 (wraz z oceną luki efektywności) pokazały znacznie zróżnicowany poziom efektywności kosztowej poszczególnych spółek, co oznacza, że ścieżka dojścia do wartości docelowych (rzeczywistych), zakładających ogólny przyrost przychodu regulowanego (szacowanego na kilkanaście procent), zostanie rozłożona na kilka kolejnych lat.

I kwartał zakończymy Walnym Zgromadzeniem Członków IGG (29 marca 2011 br.). WZC dokona oceny działalności IGG za rok 2010, zdecyduje o udzieleniu absolutorium członkom Zarządu IGG, wyznaczy również nowe kierunki i zadania dla IGG na rok 2011 i przyjmie proponowane zmiany do statutu IGG. Wzorem lat ubiegłych WZG zadecyduje o przyznaniu odznaczeń honorowych IGG dla osób zasłużonych dla branży gazowniczej i IGG.

Przed nami nowy kwartał i kolejne wyzwania. Rozpoczynamy go organizacją 13–14 kwietnia 2011 r. Targów Techniki Gazowniczej EXPO – GAS w Kielcach. Organizowane już po raz szósty **Targi EXPO – GAS** to największa w Polsce prezentacja technologii, urządzeń, nowości technicznych oraz rozwiązań systemowych stosowanych w gazownictwie. Wystawienniczej części targów zawsze towarzyszą konferencje problemowe i warsztaty tematyczne.

Szczególnej uwadze polecamy zagadnienia prezentowane podczas konferencji pt. „**Rozwój rynku gazu ziemnego w Polsce**”, która odbędzie się 13 kwietnia br. I blok tematyczny poświęcimy m.in. problemom rozwoju kogeneracji jako modelu zapewnienia dostaw prądu i ciepła, sprzyjającego budowaniu efektywnej i ekologicznej lokalnej polityki energetycznej. II blok tematyczny skoncentruje się na prezentacji korzyści finansowych i ekologicznych wynikających ze stosowania gazu CNG w transporcie i komunikacji publicznej

14 kwietnia 2011 r. zapraszamy do udziału w warsztatach pt. „**Standardy techniczne Izby Gospodarczej Gazownictwa w działalności przedsiębiorstw gazowniczych**”. Warsztaty skierowane są do specjalistów technicznych zajmujących się projektowaniem, przygotowaniem inwestycji i remontów oraz eksploatacją obiektów gazowniczych, zatrudnionych w firmach energetycznych – gazowniczych. Podczas warsztatów omówione zostaną główne regulacje zawarte w ustanowionych standardach technicznych IGG oraz podstawowe zalecenia dla ich wdrożenia. Informacje o targach oraz szczegółowy program konferencji i warsztatów znajdują się na naszej stronie internetowej [www.igg.pl](http://www.igg.pl)

**Agnieszka Rudzka**

## Do Izby Gospodarczej Gazownictwa w I kwartale 2011 roku przystąpiły następujące firmy:

1. **SEWERIN Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością** z siedzibą w Warszawie przy ul. Anopol 3. Firma zajmuje się sprzedażą i serwisem urządzeń do lokalizacji nieszczelności gazu, wody na instalacjach i sieciach oraz lokalizacji uzbrojenia podziemnego ([www.sewerin.com/pl](http://www.sewerin.com/pl));
2. **Operator Systemu Magazynowania** z siedzibą w Warszawie przy ul. Kasprzaka 25A. Firma wykonuje zadania operatora systemu magazynowania, jest odpowiedzialna za realizację funkcji operatorskich, w tym za dysponowanie pojemnościami magazynowymi ([www.pgnig.pl](http://www.pgnig.pl));
3. **GELDBACH POLSKA Sp. z o.o.** z siedzibą przy ul. Mikołowskiej 31 w Mysłowicach. Firma zatrudnia 23 osoby i zajmuje się sprzedażą kołnierzy i złączek do rur stalowych ([www.geldbach.pl](http://www.geldbach.pl));
4. **T. D. Williamson Polska Sp. z o.o.** z siedzibą w Warszawie przy ul. Marywilskiej 34. Firma zatrudnia 14 osób i zajmuje się wykonywaniem prac w technologii tzw. hermetycznej, wykonywaniem inspekcji rurociągów tłokami geometrycznymi i MFL, prowadzi próby stresowe gazociągów ([www.tdwilliamson.com.pl](http://www.tdwilliamson.com.pl));
5. **Przedsiębiorstwo Produkcyjne Handlowo-Usługowe „STILBOS” Janusz Mościcki** z siedzibą w Łomiankach przy ul. Krzywej 18. Firma zatrudnia 10 osób i specjalizuje się w produkcji zabezpieczeń (plomb zatrzaskowych) do urządzeń pomiarowych: liczników gazu, reduktorów gazu, wszystkich typów wodomierzy, liczników energetycznych i innych ([www.stilbos.pl](http://www.stilbos.pl));
6. **FEROX ENERGY SYSTEMS Sp. z o.o.** z siedzibą w Katowicach przy ul. Pukowca 15. Firma zatrudnia 15 osób i zajmuje się dostawą urządzeń oraz świadczeniem usług serwisowych z zakresu przemysłowych systemów energetycznych, w tym układów kogeneracyjnych zbudowanych z wykorzystaniem turbin i silników gazowych ([www.ferox.pl](http://www.ferox.pl)).

# Wielki budowniczy

Adam Cymer

Mówi się często – i słusznie – o zbyt mało rozwiniętej infrastrukturze technicznej w Polsce, we wszystkich prawie dziedzinach, także w gazownictwie. Jak by to jednak wyglądało, gdyby nie pasja, wiedza i doświadczenie ludzi, którzy przez dziesiątki lat gospodarki niedoborów, mimo wszystkich przeciwności systemowych, potrafili zbudować jednak fundamenty nowoczesności. Do takich wielkich budowniczych bez wątpienia należy jeden z najbardziej doświadczonych polskich inżynierów gazownictwa – **Stanisław Rzemiński**.



Nie ma dzisiaj autorów – nigdy za wielu ich nie było – bo sprawy gospodarcze nie są ulubionym tematem polskich ludzi pióra, którzy chcieliby i potrafili uprawiać reportaże przemysłowy. Jak zrobił to kiedyś Melchior Wańkowicz, pisząc liczącą 520 stron „Sztafetę” – książkę o polskim pochodzie gospodarczym, wydaną w 1939 roku. Jak po wojnie zrobił to Aleksander Bocheński, wydając w latach 60. ub.w. kilka tomów „Wędrówek po dziejach przemysłu polskiego”, unikalne dzieło dokumentujące wykuwanie się polskiej nowoczesności, wyróżniające w historii Polski dwie sztafety: prąd malejący – utracjuszostwa, i narastający – solidnej, planowej pracy. Wielkość pisarstwa wspomnianych mistrzów sprowadza się bowiem do tego, że przedstawiony świat epoki COP i – w jakimś sensie – epoki powojennej to ludzie wiedzy, wyobraźni i pracy.

Takie właśnie odniesienie historyczne jest najważniejsze, by pisać o Stanisławie Rzemińskim, chłopcu marzącym kiedyś o byciu kolejarzem, który w końcu lat 50. ub.w. skończył jednak wydział górniczy na krakowskiej AGH i trafił do PP Kopalnictwa Naftowego – Zakład Eksploatacji w Gorlicach, rozpoczynając pół wieku trwającą karierę w podkarpackim gazownictwie. – *W tamtych latach w górnictwie naftowym dominowała jeszcze kasta starych majstrów, doskonałych fachowców praktyków, ale potrzebni stawali się inżynierowie dysponujący pewną wiedzą teoretyczną* – wspomina dzisiaj. – Dla-

*tego szybko nabierałem doświadczenia, bo trafiałem do trudnych kopalni, w których moja wiedza akademicka była potrzebna, jak w kopalni „Magdalena”, w której musiałem na przykład prowadzić odbudowę ciśnienia złożowego albo stosować skomplikowane zabiegi z dostarczeniem gazu do sieci.*

W listopadzie 1961 roku Stanisław Rzemiński rozpoczął pracę w Zakładach Gazu Ziarnego w Tarnowie jako inspektor nadzoru inwestycyjnego. To był początek boomu inwestycyjnego w południowo-wschodniej Polsce, związanego z odkryciem nowych, zasobnych złóż gazowych w rejonie Lubaczowa i Przemyśla. Do tego doszła słynna uchwała nr 200/66 Komitetu Ekonomicznego Rady Ministrów, przekazująca 63 lokalne gazownie i rozdzielnie gazu, wraz ze wszystkimi jednostkami organizacyjnymi oraz składnikami majątkowymi i funduszem płac, do resortu górnictwa i energetyki. To rozpoczęło nowy etap w historii gazownictwa – konieczność rozbudowy sieci gazowych. Stanisław Rzemiński został kierownikiem działu sieci i instalacji, by dość szybko – w 1967 roku – awansować na stanowisko zastępcy dyrektora ds. produkcji Tarnowskich Okręgowych Zakładów Gazownictwa. – *Doskonale znałem teren, wszystkie zakłady gazownicze i oddziały terenowe i tylko przejęte obiekty komunalne musiałem powierzyć swoim zastępcom, bo oni znali je lepiej.* Nie dodaje jednak, że ta wiedza okupiona była ciężką pracą w terenie i długotrwałą nieobecnością w domu.

Ta wiedza okazała się dość bolesna w 1970 roku, gdy w ramach programu ONZ wysłany został do Włoch, do koncernu ENI, na trzymiesięczny staż. Zderzenie z tamtym światem znanych z Polski realiów było szokiem. – *To była przepaść – wspomina. – Okazało się, że nie mamy pojęcia, jak wygląda współczesne gazownictwo. Zarówno w wymiarach technologicznych, jak i organizacji i zarządzania. O ile technologię jakoś udało się wykorzystać w krajowych warunkach, o tyle modele zarządzania okazały się z innego świata.*

Rzeczywiście. Dyrektor Rzemiński przywiózł sporo literatury fachowej i została ona mądrze wykorzystana. Nie tylko była przydatna na studiach politechnicznych, ale także w praktyce. Pierwsze opracowania techniczne filtrów przeciwpyłowych, schematy węzłów układów armatury czy schematy typowych stacji redukcyjno-pomiarowych powstały dzięki przywiezionej z Włoch literaturze fachowej. – *Doświadczenia włoskie i kontakty z innymi zachodnimi koncernami gazowymi pozwoliły jednak nadrabiać zaległości techniczne w Polsce. Poczytuję sobie za zasługę, że udało nam się, jako pierwszym w Polsce, wprowadzić urządzenia do nawaniania gazu. Gorzej było w dziedzinie zarządzania, ale jak można było w tamtych czasach wykorzystywać zachodnie modele organizacji pracy?* – pyta dyrektor Rzemiński. – *Tam w punktach serwisowych było tyle fiatowskich „500”, co pracowników. I szefowie twierdzili, że to się bar-*



dzo opłaca, bo leasingowane auto jest trzy razy tańsze od zatrudnienia dodatkowych ludzi. Dopiero po długich latach udało się coś podobnego wprowadzić w Polsce. Każda rozdzielnia dostała najpierw motocykle, a potem „maluchy”, a i tak wcale nie wywoływało to zachwyty, bo pracownicy woleli dostać premie i nadgodziny.

Po powrocie z włoskiego stażu Stanisław Rzemiński został powołany na stanowisko zastępcy dyrektora ds. technicznych Tarnowskich Okręgowych Zakładów Gazownictwa, które pełnił do końca 1975 roku. To były szczególnie lata gierkowskiego modelu industrializacji na kredyt, ale z widocznymi efektami, jak choćby rozwój polskiej chemii. To oznaczało jednak, że coraz trudniej było utrzymać zaopatrzenie w gaz. Konieczny był coraz większy import z ZSRR, a ten był blokowany brakiem ciśnienia na granicy. Rosjanie wystąpili wówczas z inicjatywą, że jeśli chcemy otrzymywać więcej gazu, musimy wybudować sobie na ich terenie tłocznię gazu.

Stanisław Rzemiński od 1976 roku pracował w zabrzańskiej „Gazobudowie”. Gdy w drugiej połowie lat 70. ub.w. uzgodniono polsko-radziecką umowę o budowie tłoczni w miejscowości Komarno, w rejonie gródeckim w obwodzie lwowskim (dzisiaj Ukraina), Zjednoczenie Przemysłu Gazowniczego oddelegowało Stanisława Rzemińskiego na stanowisko dyrektora tej budowy. – Przyjąłem ofertę z zadowoleniem. W „Gazobudowie” odpowiadałem za dziesięć inwestycji, a tam miałem odpowiadać za budowę jednej tłoczni gazu, więc potraktowałem to jako okazję do odpoczynku. Dopiero na miejscu okazało się, że obok tłoczni miała powstać cała infrastruktura techniczna, energetyczna, telekomunikacyjna, drogowa, mieszkaniowa. Powstało wiele specjalistycznych obiektów – od oczyszczalni ścieków, przez wodociągi i 15 km linii telefonicznych, aż po szkołę i budynki mieszkalne. Straciłem przez te trzy lata dużo nerwów i zdrowia.

Nie ma się co dziwić. Dyrektor Rzemiński musiał przeżyć swoje szczególnie déjà vu. Okazało się, że na tle warunków realizowania inwestycji z Związku Radzieckim, w Polsce była już Europa.

To był inny świat, jak kiedyś ten włoski, ale dokładnie na odwrót. Nie było żadnej organizacji pracy, wszystkiego brakowało i jedyną siłą napędową inwestycji były organizowane co trzy tygodnie rady budowy. – *Dopiero przed spotkaniem rady pojawiały się jakieś materiały, pracowało się dzień i noc, sobotą i niedzielę, na złamanie karku, żeby jakoś ratować harmonogram budowy* – wspomina dyrektor Rzemiński. – *A przy tym trzeba było jeszcze uczestniczyć we wszystkich lokalnych ceremoniach partyjnych i przerywać na ten czas pracę. Miało to jednak pewien nieoczekiwany, miły akcent. Zmuszono naszą 400-osobową załogę do udziału w święcie rewolucji. I poszliśmy, wszyscy z biało-czerwonymi szturmówkami. Dostaliśmy wiele okłasków, bo miejscowi mówili, że od czasów przedwojennych nie widzieli tak licznej manifestacji Polaków.*

Uruchomienie tłoczni miało się odbyć w grudniu 1980 roku i – mimo tych wszystkich okoliczności – nastąpiło, ruszyła pierwsza maszyna i uruchomiono proces pełnego rozruchu technologicznego, a zimą 1981 roku tłocznia ruszyła z pełną wydajnością. Z wiadomych powodów – stan wojenny w Polsce – nie obyło się bez kłopotów, choćby z powodu braku łączności. – *Stan wojenny zastał nas na budowie. Zwołałem kierownictwo, kazałem wzmocnić dozór, zabezpieczyć bazę paliwową i kancelarię tajną. Próbowałem się połączyć z Polską, ale łączność była przerwana. Co okazało się nie do końca prawdą, bowiem dyspozytornia gazu we Lwowie miała połączenie z dyspozytornią w Jarosławiu, więc mogłem rozmawiać także z Tarnowem. To bardzo uspokoiło nastroje wszystkich na budowie, bo mieliśmy kontakt z rodzinami. I zachowywali spokój. Zakłócany jedynie wiadomościami od miejscowych notabli partyjnych, którzy opowiadali nam o groźbie interwencji w Polsce, bo – jak mówili – intensywnie szkoli się oficerów radzieckich, ale tylko tych, którzy znają język polski.*

Stanisław Rzemiński w 1982 roku wrócił do Tarnowa i objął stanowisko dyrektora Karpackich Zakładów Gazownictwa, a następnie dyrektora Karpackiego Okręgowego Zakładu Gazownictwa. Ten zapał budowniczego

sprawił, że pod jego kierownictwem w tarnowskim gazownictwie dokonano się olbrzymia przemiana. Rozpoczęty w latach 70. ub.w. proces gazyfikacji teraz dopełniał się na wielką skalę. Faktem jest, że dzięki wsparciu społecznemu, dzięki środkom z funduszu rozwoju wsi polskiej, ale też dzięki inwestycjom Karpackiego Okręgowego Zakładu Gazownictwa. Efekt jest taki, że dawne małe województwa – krakowskie, tarnowskie, rzeszowskie – są w stu procentach zgazyfikowane. – *Był taki moment – mówi dyrektor Rzemiński – że połowa całej polskiej sieci gazowniczej była na naszym terenie. Nawet spotykał nas zarzut, że nie prowadziliśmy analiz opłacalności tych inwestycji. Kto jednak w latach 80. ub.w. prowadził takie analizy? Chodziło o to, by podnieść poziom życia ludzi, ucywilizować polską wieś. I to się udało. Czy dzisiaj to się nie sprawdza? Jak widzę liczniki gazowe przy domach na wsi, to znaczy, że to się sprawdza, to znaczy, że ludzie z tego dobrodziejstwa korzystają.*

Wydawałoby się, że przy tak intensywnym życiu zawodowym, tak bardzo angażującej pracy, nie ma już miejsca na nic innego. Tymczasem – jak twierdzą w Tarnowie – wielki szacunek, jakim cieszy się Stanisław Rzemiński w środowisku karpackiego gazownictwa, nie wypływa jedynie z zasług dla rozwoju regionu. Wypływa także z tego, że obok pracy zawodowej miał jeszcze czas na aktywność społeczną, wspieranie działalności oddziału tarnowskiego PZITS, przewodzenie tarnowskiej Lidze Obrony Kraju, co uhonorowane zostało wieloma najwyższymi odznaczeniami państwowymi, zawodowymi i stowarzyszeniowymi.

Jak się rozmawia z kolegami pana Stanisława z Karpackiej Spółki Gazownictwa, pojawia się jeszcze jeden motyw, dzięki któremu ma tak wielki autorytet – skromność i przyjazne otwarcie na ludzi. I to trwa do dzisiaj. Choć mieszka w pewnym oddaleniu, w swoim ukochanym domu na wsi, w otoczeniu bardzo pielęgnowanej zieleni, bo to jego wielka pasja, jest częstym gościem w dawnym miejscu pracy, nadal aktywnym uczestnikiem stowarzyszeniowych spotkań i uroczystości. ■

# Program Relex Software Corporation w analizie ryzyka eksploatacji tłoczni gazu

Marek Lewandowski

Funkcjonowanie każdego przedsiębiorstwa jest nieodłącznie związane z ryzykiem wystąpienia zdarzeń, które mogą powstrzymać lub utrudnić realizację założonych celów biznesowych. System zarządzania ryzykiem w EuRoPol GAZ s.a. ustanowiony został dla obszarów eksploatacji technicznej SGT, obejmujących dwie główne grupy infrastruktury technicznej względem ekspozycji na ryzyko: **część liniowa gazociągu i tłocznie gazu**. Dla każdego z tych obszarów przyjęto odpowiednią dla specyfiki tego obszaru metodę identyfikacji i oceny ryzyka oraz narzędzia informatyczne do przeprowadzenia analizy ryzyka.

**Analizę ryzyka eksploatacji części liniowej gazociągu przeprowadza się na podstawie modelu punktowego SOREG, który jest jakościowym systemem oceny stanu technicznego z uwzględnieniem ryzyka.** Modelu punktowego używa się, aby sprawdzić, czy ryzyko związane z jego eksploatacją jest akceptowalne. System przyjmuje arbitralną, opartą na wiedzy, doświadczeniu i intuicji specjalistów, punktową ocenę istotnych parametrów gazociągu i szeroko rozumianego środowiska.

**Systemy technologiczne i urządzenia tłoczni gazu poddawane są ocenie ryzyka eksploatacji na podstawie ilościowego systemu oceny, polegającego na oszacowaniu prawdopodobieństwa wystąpienia danego scenariusza zdarzeń (podstawą są tu formalne procedury matematyczne).** Metoda ta wymaga dostępu do archiwalnej bazy danych dotyczących podobnych zdarzeń w przeszłości. Jako narzędzie do przeprowadzenia analizy ryzyka

zastosowano specjalnie przystosowaną dla SGT platformę programową firmy Relex Software Corporation, której podstawą jest określenie modeli niezawodnościowych instalacji, urządzeń i ich elementów. Dane statystyczne pobierane są z baz danych, takich jak OREDA, a także wprowadzane do systemu na podstawie informacji uzyskiwanych w trakcie prowadzenia czynności eksploatacyjnych na poszczególnych tłoczniach SGT.

Platforma Relex Software Corporation łączy wiele modułów programowych służących do realizacji określonych zadań często pośrednio lub bezpośrednio ze sobą powiązanych. Do oceny niezawodności i ryzyka eksploatacji tłoczni gazu wykorzystywane są moduły pozwalające na:

- prognozę niezawodności i określenie średniego czasu pomiędzy awariami,
- analizę rodzajów i skutków uszkodzenia, umożliwiającą oszacowanie ryzyka zaistnienia awarii podczas eksploatacji,
- rejestrację zdarzeń występujących podczas eksploatacji określonych elementów systemów i raportowanie zebranych danych w dostosowanych do aktualnych potrzeb formularzach.

Raporty generowane przez system służą do podejmowania decyzji odnośnie do planowej obsługi eksploatacyjnej, dokonywania niezbędnych napraw bądź celowych modernizacji infrastruktury.

Niniejszy artykuł poświęcony jest procesowi wdrożenia programu Relex – narzędzia wykorzystywanego w EuRoPol GAZ s.a. w procesie zarządzania ryzykiem eksploatacji tłoczni gazu.

Przykład 1. Kryteria dla wagi następstw

Ogólny charakter następstw	Wskaźnik wagi następstw	Następstwa typowe dla tłoczni gazu
Następstwa nie powodują obniżenia zdolności produkcyjnej (obiektu lub systemu) poniżej poziomu dopuszczalnego	1	Niezdatność systemu na tłoczni nie powoduje obniżenia wydajności tłoczni i może ją usunąć personel tłoczni.
	2	Niezdatność TUCO lub systemu na tłoczni może spowodować krótkotrwały spadek wydajności tłoczni, lecz może ją usunąć w krótkim czasie personel tłoczni (np. przez uruchomienie TUCO będącego w rezerwie lub uruchomienie rezerwowego systemu).
Następstwa powodują spadek zdolności produkcyjnej (obiektu poniżej poziomu lub systemu) dopuszczalnego, jednakże można ograniczyć ich skutki przewidzianymi środkami	3	Niezdatność TUCO lub systemu na tłoczni powoduje wyłączenie z pracy jednego TUCO na okres do 2 dób; albo – niezdatność, uniemożliwia w czasie do 2 dób, utrzymanie ruchu dwóch TUCO.
	4	Niezdatność TUCO lub systemu na tłoczni powoduje wyłączenie z pracy co najmniej jednego TUCO na okres od 2 dób do 1 tygodnia; albo – niezdatność uniemożliwia, w czasie do 1 tygodnia, utrzymanie ruchu dwóch TUCO.
Następstwa powodują degradację obiektu do stanu gorszego niż dopuszczalny i stanowią zagrożenie dla integralności obiektu	5	Konieczny jest remont w wyniku uszkodzenia TUCO albo systemu na tłoczni; czas przestoju FOH lub NOH od 1 tygodnia do 1 miesiąca; albo – niezdatność uniemożliwia, w czasie do 1 miesiąca, utrzymanie ruchu dwóch TUCO.
	6	Konieczny jest remont w wyniku uszkodzenia TUCO albo systemu na tłoczni; czas przestoju FOH lub NOH od 1 miesiąca do 6 miesięcy; albo – niezdatność uniemożliwia, w czasie do 6 miesięcy, utrzymanie ruchu dwóch TUCO.
	7	Konieczny jest remont w wyniku uszkodzenia TUCO albo systemu na tłoczni; czas przestoju FOH lub NOH ponad 6 miesięcy; albo – niezdatność uniemożliwia, w czasie ponad 6 miesięcy, utrzymanie ruchu dwóch TUCO.
Następstwa mogą powodować śmierć lub kalectwo albo długotrwale uniemożliwiają wykonywanie przez obiekt lub system zamierzonego zadania	8	Konieczna jest kompletna wymiana jednego TUCO lub/i zaistniały skutki środowiskowe oraz możliwość obrażeń ludzi.
	9	Istotne straty środowiskowe, uszkodzenie budynków, obrażenia ludzi, możliwość wypadków śmiertelnych.
	10	Poważne straty środowiskowe, zniszczenie budynków, wypadki śmiertelne.



## I etap prac – budowa bazy danych programu Relex

W celu spełnienia kryterium bezpieczeństwa technicznego niezbędne było pozyskanie „narzędzia” umożliwiającego:

- ocenę niezawodności istotnych elementów składowych infrastruktury technicznej;
- ocenę bezpieczeństwa obiektu poprzez wykonanie oceny ryzyka i porównanie poziomu ryzyka z ustalonymi kryteriami, takimi jak:
  - dopuszczalność ryzyka dla ludzi obsługi,
  - dopuszczalność ryzyka dla środowiska,
  - dopuszczalność ryzyka eksploatacyjnego;
- zdefiniowanie zaleceń i działań mających na celu zmniejszenie ryzyka do poziomu akceptowalnego;
- zwiększenie bezpieczeństwa obiektu dla otoczenia;
- wdrożenie ulepszających rozwiązań technicznych;
- analizę kosztów i nakładów alternatywnych w odniesieniu do poziomu ryzyka.

W celu pozyskania właściwego systemu zarządzania ryzykiem, optymalnie spełniającego oczekiwane kryteria, kierownictwo EuRoPol GAZ s.a. zaprosiło do współpracy firmę Polski Rejestr Statków, z którą realizowało inwestycję związaną z budową gazociągu Jamał – Europa Zachodnia na terytorium Polski.

W wyniku przeprowadzonej analizy, dostępnych na rynku specjalistycznych programów i systemów komputerowych, jako optymalny wybrano system i oprogramowanie Firmy Relex Software Corporation i zakupiono program Relex Safety, składający się z bloków:

- FMEA – analiza rodzajów i skutków uszkodzenia,
- FT – drzewo niezdatności,
- ET – drzewo zdarzeń.

Dokupiono również bloki programowe umożliwiające prosty dostęp do baz danych oraz szybkie i zautomatyzowane dokonywanie przeliczeń wskaźników niezawodności systemów. Z uwagi na wagę zagadnień związanych z zabezpieczeniem części zamiennych, skonfigurowano oprogramowanie w taki sposób, aby ułatwić śledzenie gospodarki magazynowo-remontowej spółki w kontekście analizy ryzyka.

Firma Polski Rejestr Statków przyjęła na siebie trud implementacji oryginalnego oprogramowania do zadań i celów realizowanych przez EuRoPol GAZ s.a.

Za podstawę wdrażanego systemu przyjęto konieczność opracowania właściwej bazy danych, zawierającej zapis w programach Relex struktury techniczno-technologicznej, z wyszczególnieniem istotnych jej elementów składowych oraz wyliczenie, dla każdego z tych elementów, wskaźników niezawodności i ustalenie

jakościowo-ilościowych wskaźników ryzyka. Decyzją kierownictwa EuRoPol GAZ s.a. postanowiono, że Tłocznia Gazu Włocławek będzie jednostką pilotującą wdrożenie systemu Relex, a specjaliści tej tłoczni, jako współczłonkowie zespołu zarządzania ryzykiem, wspomagać będą ekspertów Polskiego Rejestru Statków w poszczególnych etapach prac implementacyjnych, konsultując szczegóły ryzyka i niezawodności oraz cech eksploatacyjnych poszczególnych węzłów technologicznych i zainstalowanych w nich urządzeń. Wytoczono główne kierunki analizowania ryzyka i niezawodności systemów Tłoczni Gazu Włocławek.

Uzgodniono kryteria, jakie zostaną zastosowane do oceny wagi następstw i częstotliwości występowania niezdatności elementu, przy czym ustalono, że przez element rozumie się część, urządzenie lub zespół, które są rozważane jako pozycja w magazynowym wykazie zapasu awaryjnego.

Ustalono również, że w ocenie wagi następstw będzie się brało pod uwagę wszystkie następstwa niezdatności rozpatrywanego elementu instalacji. Podobne odniesienie zastosowano do rozpatrywania częstości występowania lub prawdopodobieństwa wystąpienia niezdatności.

Ustalono następujące formuły wskaźników:

- kryteria wagi następstw – przykład 1,
- kryteria dla częstości występowania lub prawdopodobieństwa wystąpienia niezdatności – przykład 2,
- wskaźnika wykrywalności – przykład 3.

W dalszych pracach przeanalizowano poszczególne układy techniczno-technologiczne i urządzenia, obliczając dla nich wskaźniki będące miarą zawodności rozpatrywanego systemu lub urządzenia:

- FR – *Failure Rate* – intensywność uszkodzeń,
- MTBF – *Mean Time Between Failures* – średni czas pomiędzy kolejnymi uszkodzeniami.

Analizę oparto na udokumentowanych zdarzeniach w Tłoczni Gazu Włocławek oraz danych statystycznych z eksploatacji różnych obiektów przemysłowych – przykład 4.

Efektem prac analitycznych zmierzających do określenia wskaźników FR i MTBF dla poszczególnych układów technologicznych i urządzeń było opracowanie zestawienia zbiorczego wskaźników niezawodności.

Na tym zakończono pierwszy etap prac. Zebrany materiał i opracowane dokumenty stworzyły warunki do dokonania oceny poprawności stosowanych struktur i organizacji, działających w EuRoPol GAZ s.a., systemów obsługi serwisowej oraz sposobów ich dokumentowania. Uznano, że chociaż organizacja serwisu jest

Przykład 2. Kryteria dla częstości występowania lub prawdopodobieństwa wystąpienia niezdatności

CZĘSTOŚĆ WYSTĘPOWANIA LUB PRAWDOPODOBIEŃSTWO WYSTĄPIENIA				
Klasyfikacja słowna	Występuje	Prawdopodobieństwo wystąpienia (na rok)	FR3 (intensywność uszkodzeń wyliczona w programie Relex)	Wskaźnik częstości (i prawdopodobieństwa wystąpienia)
Wyjątkowe	-	$<10^{-6}$	$<0,0001$	1
Mało prawdopodobne	Raz na 10 000 lat lub rzadziej	$10^{-4}$ – $10^{-6}$	(0,0001, $<0,01$ )	2
	Rzadkie	$10^{-2}$ – $10^{-4}$	00,01, $<0,5$ )	3
			(0,5, $<1$ )	4
Sporadyczne	Raz na 10–100 lat	$10^{-1}$ – $10^{-2}$	0, $<5$ )	5
			(5, $<10$ )	6
Prawdopodobne	Raz na 1–10 lat	$1$ – $10^{-1}$	(10, $<50$ )	7
			(50, $<100$ )	8
Częste	Częściej niż raz na rok	$>1$	(100, $<200$ )	9
			$>200$	10

Przykład 3. Kryteria dla wskaźnika wykrywalności uszkodzenia lub niezdatności

WYKRYWALNOŚĆ USZKODZENIA LUB NIEZDATNOŚCI	
Opis	Wskaźnik wykrywalności
Uszkodzenie prowadzące do niezdatności jest wykrywane i sygnalizowane automatycznie przed zaistnieniem niezdatności. Istnieje możliwość zapobieżenia powstaniu niezdatności.	1
Zaistniała niezdatność jest wykrywana i sygnalizowana automatycznie. Istnieje możliwość zapobieżenia powstania skutku końcowego niezdatności.	2
Niezdatność nie jest wykrywana i sygnalizowana automatycznie, jednakże personel obsługujący tłocznię może ją wykryć przed zaistnieniem skutku końcowego. Istnieje możliwość zapobieżenia powstania skutku końcowego.	5
Uszkodzenie i wynikająca z niego niezdatność mogą być wykryte tylko po zaistnieniu skutku końcowego; albo – mimo wykrycia uszkodzenia lub niezdatności nie ma możliwości zapobieżenia poważnemu skutkowi końcowemu.	10

Przykład 4.

Lp.	System	Nazwa systemu	FR (na 10 h)		MTBF (h)	
			Pomijając zasilania	Uwzględniając zasilania	Pomijając zasilania	Uwzględniając zasilania
1	E1	System przygotowania gazu paliwowego	182,2	312,6	5428	3199
2	E2	System sprężonego powietrza	214,03	245,03	4672	4081
3	E3	Technologiczna instalacja grzewcza	287,74	377,43	3475	2649

poprawna, to w efekcie pełnego wdrożenia systemu Relex możliwe będzie usprawnienie planowania, sprawozdawczości i dokumentowania wykonywanej obsługi serwisowej.

## II etap prac – tworzenie aplikacji do wykorzystania oczekiwanych przez użytkownika możliwości programu Relex

W drugim etapie prac podjęto działania zmierzające do takiego wykorzystania wypracowanych wskaźników niezawodnościowych, aby dzięki ich znajomości doskonalić oraz zoptymalizować częstotliwość obsługi serwisowej i czynności profilaktycznych wszystkich elementów i urządzeń technologicznych zainstalowanych w tłoczni gazu, zabezpieczając do tych prac niezbędny pakiet części zamiennych i materiałów z uwzględnieniem sytuacji zaistniałych podczas awarii. Wypracowano dokument wyszczególniający „Zapas bezpieczeństwa dla TG Włocławek”.

Wyliczone wskaźniki syntetyczne ryzyka (RPN i RPS) są podstawą do analizy porównawczej i do kształtowania „zapasu bezpieczeństwa” w zakresie części zamiennych i kompletnych urządzeń.

Pięć eksploatowanych przez EuRoPol GAZ s.a. tłocznii gazu to zunifikowane gazowe instalacje technologiczne, w znacznej części oparte na takich samych urządzeniach i systemach, dostarczonych przez tych samych producentów.

W związku z tym doświadczenia związane z wdrażaniem systemu Relex, nabyte na Tłoczni Gazu Włocławek, łatwo można było przenieść na pozostałe tłocznie, uzupełniając bazę danych o charakterystyczne dla nich elementy. Powstał spójny system, który – bazując na stacjach roboczych iArchitect, rozmieszczonych na każdej tłoczni i centralnym serwerze – stworzył warunki do bieżącego obiegu informacji o zaistniałych stanach awaryjnych oraz podejmowanych w ich wyniku obsługach nieplanowych. Informacje te dotyczą:

- zaistniałych uszkodzeń i niezdatności w poszczególnych tłoczniach,
- przyczyn uszkodzeń i niezdatności,
- konsekwencji zaistniałych niezdatności,
- wymaganych i zastosowanych działań korekcyjnych, takich jak naprawa, wymiana urządzenia lub części, regulacja i próby itp.
- czasu trwania niezdatności, kosztów przestoju, kosztów remontu i innych.

Pozyskanie informacji o zdarzeniu, o charakterze uszkodzenia lub awarii nakłada na właściwego specjalistę tłoczni obowiązek wprowadzenia do systemu Relex iArchitect pakietu związanych z tym informacji.

Informacja przesyłana jest pomiędzy tłoczniami i komórkami Centrali SGT EuRoPol GAZ. Nośnikiem informacji pomiędzy obiektami jest bezpieczne łącze internetowe. Informacja wprowadzona do systemu jest zapisywana i przetwarzana w przystosowanych do tego celu przez Polski Rejestr Statków programach, przeznaczonych do analizy, oceny i przewidywania niezawodności urządzeń tłoczni gazu.

Efektom implementacji programu Relex do potrzeb SGT EuRoPol GAZ s.a. jest stworzenie obiegu informacji umożliwiającego:

- szybkie powiadomianie centrali o zaistniałym uszkodzeniu lub niezdatności, co pozwala na natychmiastowe podjęcie środków zaradczych będących w dyspozycji centrali,
- bezpośrednią wymianę informacji technicznej pomiędzy specjalistami na poszczególnych tłoczniach, co pozwala na natychmiastowe wykorzystanie doświadczeń eksploatacyjnych,
- zbieranie danych statystycznych do oceny ryzyka i niezawodności obiektów i ich systemów technologicznych,
- podejmowanie, na podstawie oceny niezawodności i ryzyka, optymalnych technicznie i ekonomicznie decyzji w zakresie:
  - planowania przeglądów i certyfikacji systemów i urządzeń,
  - planowania i ustalania technologii remontów planowych i nieplanowych,
  - optymalizowania stanów zapasów magazynowych, zakupów oraz wykorzystania części i urządzeń zapasowych.

Struktury organizacyjne EuRoPol GAZ s.a. już od 2009 r. wykorzystują system Relex do zarządzania ryzykiem eksploatacyjnym, co z pewnością ma istotny wpływ na bezpieczeństwo, niezawodność, pewność ruchu, koszty i racjonalną gospodarkę materiałami i częściami zamiennymi.

Administratorem wykorzystywanego przez EuRoPol GAZ s.a. systemu Relex jest Polski Rejestr Statków i specjaliści tej firmy czuwają nad sprawnym wykorzystaniem systemu oraz nad pracami związanymi z rozbudową jego kolejnych modułów.

Jako członek pilotującego zespołu wdrożeniowego z Tłoczni Gazu Włocławek wyrażam wdzięczność i ogromne uznanie pracownikom Polskiego Rejestru Statków – Panom Piotrowi Jędrzykowi i dr. Maciejowi Ziółkowskiemu. To dzięki ich ogromnemu profesjonalizmowi, fachowości i doświadczeniu oraz znajomości zagadnień eksploatacyjnych obiektów przemysłowych system Relex został szybko i sprawnie zaimplementowany na użytek naszej firmy i dziś wspiera nas w pracy. ■

**Marek Lewandowski**  
zastępca kierownika Tłoczni Gazu Włocławek

# Jak się uchronić przed korozją w rurach osłonowych

**Marcin Słaby**

Jednym z głównych elementów bezawaryjnej pracy rurociągu jest ochrona przeciwkorozyjna. System pełnej ochrony przewiduje zarówno ochronę pasywną (czyli stosowanie powłok), jak i aktywną (ochronę katodową). Te podsystemy muszą się wzajemnie uzupełniać.

Skrzyżowania rurociągów z drogami (kołowymi, szynowymi) są szczególnie niekorzystne, także z punktu widzenia problematyki korozji. Naprężenia dynamiczne powodowane ruchem pojazdów są często przyczyną mikropęknięć i powstawania oraz propagacji korozji naprężeniowej rurociągu. Dlatego w obszarze przejścia rurociągu pod drogami stosuje się rury osłonowe, których zadaniem jest między innymi przejście tych naprężeń. Rury osłonowe zazwyczaj mają powłokę przeciwkorozyjną na zewnętrznej



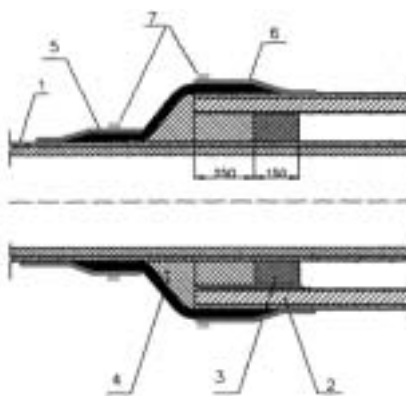
Gazociąg w/c DN250 zawarty elektrolitycznie.

MATERIAŁ SPONSOROWANY



powierzchni. Ścianki wewnętrzne nie są chronione przeciwkorozyjnie. Końcówki tych rur są zamykane specjalnymi manszetami gumowymi, opaskami termokurczliwymi lub innymi metodami. Jak się okazało w praktyce, żadna z tych metod nie gwarantuje długotrwałego uszczelnienia i dlatego do przestrzeni międzyrurowej przedostaje się woda gruntowa, która jest w znacznym stopniu zanieczyszczona agresywnymi substancjami pochodzącymi z nawożenia gleby i solanką pochodzącą z usuwania oblodzenia jezdni. Są to dogodne warunki do powstawania korozji na nieosłoniętych lub uszkodzonych ścianach rur, a także do powstania korozji mikrobiologicznej, bardzo szkodliwej dla powłoki z tworzywa sztucznego znajdującej się na rurze produktowej.

Na odcinkach rurociągu z rurą osłonową przyczyną postępującej korozji na ru-



Schemat zamknięcia końców rury osłonowej systemem Anticor CC (Casing Closure).  
 1 – rura przewodowa z izolacją,  
 2 – rura osłonowa z izolacją,  
 3 – rękaw termokurczliwy lub manszeta gumowa,  
 4 – dwuskładnikowa pianka poliuretanowa,  
 5 – masa izolacyjna Anticor Syntetix Mastic.

rze produktowej może być zwarcie elektrolityczne lub galwaniczne (stykowe).

W zwarcu elektrolitycznym dużą i szkodliwą rolę odgrywają prądy błędzące. Pod tym pojęciem rozumie się wszelkiego rodzaju prądy elektryczne swobodnie płynące w ziemi.

Skutki zwarcia, a co za tym idzie – procesy korozyjne na rurze produktowej prowadzą do perforacji ścianki, niekontrolowanych wycieków gazu, które mogą tworzyć z powietrzem mieszaninę wybuchową.

Prace na przejściach w rurze osłonowej są uciążliwe zarówno na etapie budowy, eksploatacji, jak i – w największym stopniu – naprawy. Konieczność wyłączenia gazociągu z użytku i prace remontowe związane z wymianą skorodowanej części rury (np. tzw. by-passy) są bardzo kosztowne i kłopotliwe.

Prawdopodobieństwo wystąpienia korozji w rurach osłonowych można wyeliminować już na etapie projektowania rurociągu, stosując technologię zabezpieczania rur osłonowych oferowaną przez firmę ANTICOR PPH. Pozwala ona na szczelne zamknięcie końców rury osłonowej oraz wypełnienie przestrzeni międzyrurowej nowoczesnym materiałem izolacyjnym Anticor Syntetix CF (CF od ang. *Casing Filler*). Dzięki doświadczeniu i zastosowaniu wysokiej klasy materiałów firma ANTICOR PPH wprowadziła na rynek produkt o wyjątkowo korzystnych właściwościach przeciwkorozyjnych. Materiał ten:

- zabezpiecza zarówno przed korozją chemiczną, jak i naprężeniową (korozja spowodowana stałymi obciążeniami technologicznymi lub eksploatacyjnymi),
- charakteryzuje się odpowiednio dużą przyczepnością do stali i tworzyw sztucznych, więc może być używany ze wszystkimi rodzajami powłok przeciwkorozyjnych rurociągów stalowych.

Czas życia gazociągu to minimum 30 lat, dlatego ważnymi parametrami opisującymi zachowanie się produktu przez ten okres jest odporność materiału na utlenianie się (starzenie) oraz na działanie mikroorganizmów (bakterii, drożdży). Anticor Syntetix CF został przebadany przez Państwowy Zakład Higieny i sklasyfikowany jako produkt bezpieczny dla człowieka i środowiska. Materiał uzyskał również pozytywną Opinię Techniczną (nr 02/2010/GP-2) Instytutu Nafty i Gazu.

Firma ANTICOR oferuje wykonanie zabezpieczeń na nowo budowanych odcinkach rurociągów z rurami osłonowymi oraz naprawę zwarć przez szczelne wypełnienie przestrzeni międzyrurowej na „używanych” rurociągach.

Po usunięciu z końców rury osłonowej zamknięć, w większości przypadków stwierdza się, że dotychczas stosowane zabezpieczenia nie są wystarczające i w przestrzeni międzyrurowej znajduje się woda oraz zanieczyszczenia stałe.

Po usunięciu zanieczyszczeń z przestrzeni międzyrurowej i osuszeniu powierzchni kolejnym etapem jest zamknięcie



Zamknięcie rury osłonowej wg schematu.



Przygotowany system króćców do wtłoczenia materiału Anticor Syntetix CF.

końców rury osłonowej przy użyciu plastycznego materiału Anticor Syntetix Mastic, materiału termokurczliwego (np. COVALENCE CSEM – F) lub mانشety gumowej – system Anticor CC (*Casing Closure*). Po szczelnym zamknięciu końców rury osłonowej następuje wstawanie króćców wlewowych odpowietrzających (na górnej stronie rury osłonowej) oraz króćca drenażowego na dolnej części rury osłonowej. Do tak przygotowanej rury wtłaczany jest Anticor Syntetix CF w postaci płynnej o temperaturze w przedziale od +60°C do +85°C. W formie płynnej materiał ma gęstość

Właściwości fizyczne i eksploatacyjne – zestawienie na podstawie badań ING

Określenie parametru	Wartość
Temperatura pracy	- 15°C ~ + 35°C
Gęstość	0,85 ÷ 0,87 kg/dm <sup>3</sup>
Rezystywność	> 3,9 x 10 <sup>8</sup> Ω m
Wytrzymałość dielektryczna	> 25 kV/mm
Absorpcja wody	0,0 – 0,05% <sub>mas</sub>
Temperatura kroplenia	> 50°C
Test solanki	Pozytywny
Odporność materiału na odspojenie katodowe w środowisku elektrolitycznym	0 mm!!!
Przyczepność do stali i tworzyw sztucznych	Kohezyjna do podłoża (rozrywanie w warstwie)

mniejszą od wody oraz niski współczynnik lepkości kinematycznej. Dzięki temu dobrze penetruje i szczelnie wypełnia całą przestrzeń, docierając do najmniejszych szczelin i uszkodzeń izolacji. Masa zastyga w kilka godzin do postaci żelu. W przypadku rozszczelnienia układu żelowany materiał Anticor Syntetix CF przepuści ulatniający się pod ciśnieniem gaz do rury wężowej. Po szczelnym wypełnieniu przestrzeni następuje zaizolowanie antykorozyjne miejsc, w których znajdowały się króćce wlewowe – odpowietrzające oraz drenażowe. Ostatnim etapem są prace ziemne związane z zasypaniem i utwardzeniem wykopów.

Przedstawiona technologia oferowana przez firmę Anticor PPH jest już stosowana w Polsce. Do tej pory wykonaliśmy kilkadziesiąt usług zabezpieczenia antykorozyjnego rury produktowej, między innymi dla Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. oraz spółek gazowniczych należących do PGNiG. Technologia przeznaczona jest zarówno dla istniejących, jak i nowo budowanych syste-



Zabezpieczenie gazociągu w/c DN 500 dł 96 m.

mów gazociągów. Zastosowanie tego produktu w miejscach skrzyżowań rurociągów z drogami, autostradami, torami kolejowymi oraz przeszkodami terenowymi zwiększa bezpieczeństwo ochrony antykorozyjnej rurociągu oraz obniża koszty ochrony katodowej. Pozwala również właścicielowi rurociągu zapewnić ciągłość dostaw mediów do swoich odbiorców. ■

Marcin Słaby  
Product Manager  
Anticor PPH Sp. z o.o.

Zdjęcia Anticor





## XIV Konferencja Gazterm

Międzyzdroje 16 - 18 maja 2011  
Hotel Amber Baltic

**Rozwój systemu transportu i rynku gazu  
(współpraca przedsiębiorstw gazowniczych  
z samorządami terytorialnymi).**

[www.gazterm.pl](http://www.gazterm.pl)

Partner Konferencji



Patronat medialny



Organizatorzy



studio | 4u

**Kontakt z biurem organizacyjnym:**

Studio 4u, 70-332 Szczecin, Al. Piastów 69/5, tel. 91 485 17 10, fax: 91 485 17 17  
tel.kom.: 607 220 470, 512 092 384, e-mail: [gazterm@gazterm.pl](mailto:gazterm@gazterm.pl)