

czerwiec 2010

# Przegląd gazowniczy

nr 2 (26)

cena 14 zł (w tym 7% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

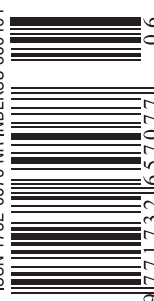
**Rozmowa  
z Andrzejem Kraszewskim,  
ministrem środowiska**

**Popowodziowa  
solidarność gazowników**

Temat wydania:

**GAZOWNICTWO WSPIERA  
ODNAWIALNE  
ŹRÓDŁA ENERGII**

ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464





II Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego  
i Central European Gas Congress  
**Gaz ziemny paliwem XXI wieku**  
z uwzględnieniem  
**Rynku gazu ziemnego w Europie Środkowej**  
**- kierunki ewolucji i nowe wyzwania**

Program Konferencji

Wisła, 26-28 październik 2010 r.

**26 października 2010 r.**

Wspólna sesja wprowadzająca: Gaz ziemny w polityce energetycznej UE i krajów V4  
moderatorzy: Stanisław Rychlicki, Jakub Siemek

**27 października 2010 r.**

II Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego

SESJA I: Gaz w polityce energetycznej  
moderator: Jakub Siemek

1. Niekonwencjonalne złoża gazu w tym shale gas – czy zmieni bilans energetyczny Polski?
2. Rozwój infrastruktury gazowniczego gwarantując wzrost bezpieczeństwa energetycznego
3. Relacje gazowe Rosji z Unią Europejską

SESJA II: Determinanty rozwoju przemysłu gazowniczego  
moderator: Waldemar Kamrat

1. Nowoczesne technologie w inżynierii gazowniczego
2. Znaczenie standardów technicznych i inteligentnego opomiarowania w gazownictwie
3. Stan prawny a rozwój przemysłu gazowniczego

**28 października 2010 r.**

Sesja wspólna podsumowująca Kongresy

The Central European Gas Congress

PANEL I: Realizacja II Dyrektywy Gazowej a perspektywy implementacji III Dyrektywy Gazowej w krajach Grupy V4  
moderator: Jan Winter

PANEL II: Regulacja rynków gazowych w krajach Grupy V4 z podkreśleniem rozporządzenia SoS  
moderator: Andrzej Sikora

PANEL III: Kraje Grupy V4 w kontekście nowych europejskich projektów inwestycyjnych  
moderator: Stanisław Rychlicki

PANEL IV: Gaz w elektroenergetyce  
moderator: Bogdan Pilch

**ORGANIZATOR**

Izba Gospodarcza Gazownictwa  
ul. Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa  
tel. +48 22 631 08 38/46, fax: + 48 22 631 08 47  
www.igg.pl, e-mail: office@igg.pl

**MIEJSCE KONGRESU**

Hotel Golebiewski  
Al. Ks. Bp. Bursche 3, 43-460 Wisła  
tel. + 48 33 855 47 00  
http: www.golebiewski.pl





*Mijający kwartał na zawsze zapisze się w polskiej historii jako miesiące dramatyczne. Kwietniowa tragiczna katastrofa smoleńska na długie tygodnie pogrążyła kraj w żałobie, wiele zapowiedzianych i przygotowanych wydarzeń – Europejski Kongres Gospodarczy, a także II Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego – odwołano i przełożono na inne terminy, a decyzje w wielu kluczowych kwestiach – także gospodarczych – odłożono w czasie. Jeszcze nie opadły emocje żałobne, a już rozpoczęła się wymuszona sytuacją prezydencką*

*kampania wyborcza, dość gwałtownie zawirowana przez majowe i czerwcowe fale powodziowe.*

*Mimo tych dramatycznych okoliczności wszystkie instytucje i cały mechanizm funkcjonowania państwa musiały działać normalnie.*

*I to się sprawdziło, w zgodzie z zapisami konstytucji i – co warte podkreślenia – z podziwu godną kulturą polityczną. Jednak obszar aktywności państwa, w zakresie ostatecznego określenia roli gazu ziemnego wciąż pozostaje w pewnym zawieszeniu. Chodzi tu o zwłokę w finalizowaniu nowej umowy gazowej z Rosją.*

O ile wrażliwy sektor gospodarki – elektroenergetyka – nie doświadcza zahamowań np. w procesie prywatyzacji, to segment gazowy nie może doczekać się niezbędnej decyzji zamykającej ostatecznie kwestię długoterminowych źródeł zaopatrzenia w gaz. Dla polskiego gazownictwa jest to kwestia zasadniczej wagi – wypełnienia zatwierdzonego i precyzyjnie określonego w polityce energetycznej państwa do 2030 r. – bilansu gazu. Szczególnie w perspektywie rosnącego zapotrzebowania, ze względu na planowane elektrownie gazowe, oraz zużycia gazu wspomagającego odnawialne źródła energii, jakimi są farmy wiatrowe.

Żywiot powodziowy poważnie dotknął polskie gazownictwo.

Straty szacowane są na dziesiątki milionów złotych. To niebagatelna kwota, zważywszy na ogromny program inwestycyjny, który istotnie przekłada się na ceny gazu dla odbiorcy końcowego. Bilans surowcowy musi tym bardziej być precyzyjnie określony, by nie uległ ruinie bilans finansowy, dyktowany przez inwestycje. Już dzisiaj. Trudno oczekiwać, by ktoś je wyhamował w oczekiwaniu na przychody z obrotu gazem ze źródeł niekonwencjonalnych, tak medialnie nośnym, choć dzisiaj tylko wirtualnym. Władze PGNiG SA wykonały, co do nich należało. Kontrakt gazowy z Gazpromem został parafowany, a niezbędne dla rozwoju sektora inwestycje opisano w szczegółowych harmonogramach, popartych zbilansowanym planem ich finansowania.

Nie możemy sobie pozwolić na to, by strategiczne dla państwa bezpieczeństwo energetyczne zostało narażone na szwank, tylko dlatego że utwierdza się propagandowe przekonanie, iż dobrze wynegocjowana, realna i korzystna dla polskiego sektora gazowniczego umowa gazowa może zostać zastąpiona przez przyszłe (domniemane) zasoby krajowe ukryte w złożach łupków bitumicznych, z których liczące się ilości gazu mogą być wydobyte najwcześniej za 10–15 lat.

#### **Andrzej Schoeneich**

dyrektor Izby Gospodarczej Gazownictwa

#### **Rada Programowa**

przewodniczący  
**Mieczysław Menżyński**,  
– wiceprezes PZITS

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

członkowie:

**Maja Girycka**  
– Gómośląska Spółka Gazownictwa  
Sp. z o.o. w Zabrze

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

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

**Marzena Majdzik**  
– Dolnośląska Spółka Gazownictwa  
Sp. z o.o. we Wrocławiu

**Bożena Malaga-Wrona**  
– Karpacka Spółka Gazownictwa  
Sp. z o.o. w Tamowie

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

**Andrzej Schoeneich**  
Izba Gospodarcza Gazownictwa

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

**Katarzyna Wróblewicz**  
– Pomorska Spółka Gazownictwa  
Sp. z o.o. w Gdańsku

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

**Wydawca:** Izba Gospodarcza Gazownictwa  
01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25  
tel. (+48) 22 691 87 80  
tel./faks (+48) 22 691 87 81  
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. Piękna 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-Topiłko, Anna Zabrocka

# S p i s t r e ś c i

## TEMAT WYDANIA

- 8 **Rusza energetyka gazowa.** O strategii rozwoju PGNiG SA jako koncernu mutienergetycznego piszą prezes oraz członek zarządu PGNiG Energia SA
- 10 **Czy na Podkarpaciu pojawią się hybrydowe wiatrowo-gazowe elektrownie?** Na ten temat pisze prof. dr Ireneusz Soliński z AGH
- 14 **Biogaz – wyzwanie dla operatorów dystrybucji gazu.** Dr Andrzej Barczyński analizuje skutki powstawania programu rozwoju biogazowni w Polsce

## NASZ WYWIAD

- 18 **Optymalizujemy rozwój OZE** – z dr. hab. inż. Andrzejem Kraszewskim, ministrem środowiska, rozmawia Krystyna Forowicz



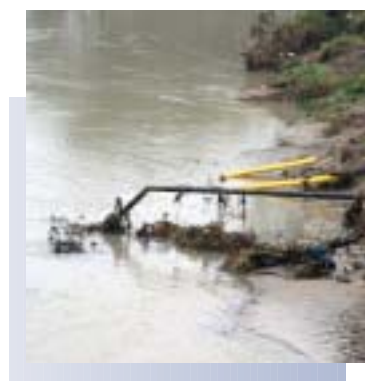
## PUBLICYSTYKA

- 20 **Efektywny rynek gazowy – warunki i regulacje.** Dr Andrzej Sikora, szef Instytutu Studiów Energetycznych, przedstawia ocenę systemów taryfowych w UE, w związku z zamiarem wprowadzenia zmian taryfowych do polskiego prawa
- 24 **Gaz i wielka chemia cd.** Szefowie izb gospodarczych – gazownictwa i chemii – prezentują wspólne inicjatywy w zakresie zmian regulacji dotyczących współpracy tych sektorów
- 26 **Poszukiwania złóż gazu łupkowego w Polsce** omawia Paweł Poprawa z Państwowego Instytutu Geologicznego
- 29 **Tight gas w Polsce: czy realne zwiększenie zasobów?** Na to pytanie starają się odpowiedzieć Hubert Kiersnowski z PIG oraz prof. dr Wojciech Górecki z AGH

18

## REPORTAŻ

- 30 **Wielka woda.** Reportaż z terenów wielkiej powodzi majowej na ziemi sandomierskiej



30

## PGNiG SA

- 32 **Stawiają na błękitne paliwo.** Wojciech Tymiak z gazowni wałbrzyskiej omawia konferencję poświęconą rozwojowi rynku gazu CNG

## GRUPA KAPITAŁOWA PGNiG SA

- 34 **Biznesmen-pasjonat.** Marzena Majdzik z DSG przedstawia postać Adama Biska, przedsiębiorcy z Wrocławia, słynnego z innowacyjności jego firmy
- 36 **Kontrola sieci gazowej.** Gabriela Brzoza omawia system funkcjonowania tej kontroli w Górnośląskiej Spółce Gazownictwa
- 38 **Pracownicy pomagają poszkodowanym.** Dorota Omylska-Bielat z KSG prezentuje solidarność z powodzianami na Podkarpaciu
- 40 **KOR-GAZ-NET 2010.** Prezentacja rezultatów konferencji nt. ochrony przeciwkorozyjnej, zorganizowanej przez MSG
- 42 **Książka zleceniami pisana.** Wojciech Czapiewski z PSG przedstawia wprowadzony w spółce elektroniczny program rozliczania zleceń instalacyjnych i sieciowych
- 44 **Udana i rekordowa operacja.** Omówienie efektów zakończenia wielkiej operacji przestawiania na gaz wysokometanowy w WSG

## GAZ-SYSTEM S.A.

- 46 **Startują inwestycje infrastrukturalne** związane z budową gazoportu w Świnoujściu

## OSOBOWOŚĆ

- 50 **Systemowiec** – sylwetkę **Janusza Tokarzewskiego** kreśli Adam Cymer

## HISTORIA

- 52 **Multimedialna ścieżka edukacyjna o gazie ziemnym.** Joanna Pilch z KSG prezentuje nową ekspozycję w Muzeum Gazownictwa w Bóbrce

## G.EN. GAZ ENERGIA S.A.

- 54 **Biogaz – nowy rodzaj paliwa gazowego w polskiej energetyce.** Druga część materiału analitycznego poświęconego rozwojowi biogazowni

## JUBILEUSZ

- 56 **Rozmowa z inż. Piotrem Haładusem,** prezesem zarządu BUG GAZOBUDOWA w Zabrze w związku z jubileuszem 60-lecia jej istnienia

## SPORT

- 58 **II Międzynarodowe Mistrzostwa Strzeleckie o Puchar Prezesa PGNiG SA**

Zdjęcie na okładce – Sandomierz, Węzeł Zarzekowice, fot. Grzegorz Gąska

# Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Za nami drugi kwartał 2010 r. Był to dla Izby Gospodarczej Gazownictwa okres intensywnej pracy na wielu płaszczyznach.

Podtrzymując tradycję organizowania co dwa lata kongresu gazowniczego w Wiśle, pierwszy kwartał 2010 r. i część drugiego upłynęły IGG na przygotowaniach do II Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego, który miał się odbyć w Wiśle 14–16 kwietnia 2010 r. Niestety, ze względu na tragiczne wydarzenie z 10 kwietnia 2010 r. i żałobę narodową, Zarząd IGG zdecydował o przełożeniu kongresu na październik 2010 r. i połączeniu go z Kongresem Krajów Grupy V4.

Połączone kongresy: **II Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego i Central European Gas Congress** odbędą się w Wiśle (Hotel Gołębiowski) 26–28 października 2010 r. (szczegóły na II i III okładce).

8 czerwca 2010 r. Izba Gospodarcza Gazownictwa zorganizowała, wspólnie z Kancelarią Wierciński, Kwieciński, Baehr, konferencję pt. „Aktualne wyzwania sektora gazowego wynikające ze zmian otoczenia prawnego”. Podczas konferencji omówiono: 1) wpływ ostatniej nowelizacji prawa energetycznego na sektor gazowy, 2) projekt nowych przepisów dotyczących biogazowni, 3) projekt zmian przepisów o służebności przesyłu w kontekście oczekiwań przedsiębiorstw energetycznych, 4) kwestie dotyczące dostępu do usług magazynowania w świetle nowych uregulowań prawnych, 5) rozwój instalacji magazynowych i świadczenia usług magazynowania w Polsce, 6) przyszłość regulacji rynku gazowego z perspektywy Prezesa URE oraz 7) możliwości rozwoju infrastruktury gazowej w świetle projektu nowych przepisów o korytarzach przesyłowych. Duże zainteresowanie uczestników konferencji wzbudził referat pt. „Praktyczne aspekty metodyki wyliczania wynagrodzeń dla właścicieli nieruchomości objętych służebnością przesyłu”, zaprezentowany przez dr. inż. Dariusza Koniecznego z Uniwersytetu Warmińsko-Mazurskiego. Po konferencji stwierdzono konieczność

zorganizowania warsztatów dla zainteresowanych powyższą tematyką firm członkowskich IGG. W konferencji jako prelegenci wystąpili przedstawiciele m.in. Ministerstwa Gospodarki, Urzędu Regulacji Energetyki i centrali PGNiG SA.

1–3 września br. Izba Gospodarcza Gazownictwa tradycyjnie zaprasza do Jurydyki na międzynarodowe seminarium pt. „Rozwój gazownictwa w warunkach liberalizacji rynku UE”. Informacje o konferencji są dostępne na stronach internetowych IGG.

W drugim kwartale 2010 r. intensywne prace prowadził Komitet Standardu Technicznego IGG. Ich efektem było przyjęcie przez KST 16 czerwca 2010 r., a następnie przez Zarząd IGG 21 czerwca 2010 r. dwóch standardów technicznych. Zespół Roboczy nr 4, pod kierownictwem Tadeusza Podziemskiego, wypracował standard techniczny **ST-IGG-0401: 2010: Sieci gazowe. Strefy Zagrożenia Wybuchem. Ocena i Wyznaczanie**. Zespół Roboczy nr 5, pod kierownictwem dr. Macieja Witka, wypracował standard techniczny **ST-IGG-0502: 2010: Instalacje redukcji ciśnienia i/lub pomiaru gazu na przyłączach. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkownika**.

Do ankiety firm członkowskich sekretariat Komitetu Standardu Technicznego IGG przekazał kolejne, opracowane przez Zespół Roboczy nr 14, pod kierownictwem Artura Szelca, projekty standardów technicznych: **ST-IGG-1401: 2010: Kody kreskowe dla urządzeń w punktach redukcyjnych i/lub pomiarowych. Kody kreskowe dla gazomierzy miechowych, ST-IGG-1402: 2010: Kody kreskowe dla urządzeń w punktach redukcyjnych i/lub pomiarowych. Kody kreskowe dla reduktorów, ST-IGG-1403: 2010: Kody kreskowe dla urządzeń w punktach redukcyjnych i/lub pomiarowych. Kody kreskowe dla plomb**.

Wszystkie firmy zainteresowane opiniowaniem ww. dokumentów serdecznie zapraszamy do współpracy.



Agnieszka Rudzka

W II kwartale 2010 r. pracował również **zespół ds. inteligentnego opomiarowania w gazownictwie**. Podczas 5. spotkania zespołu, 11 maja 2010 r., omówiono m.in. zagadnienia związane z ankietacją potrzeb klientów PGNiG w zakresie inteligentnego opomiarowania oraz uściślono zadania i zakres działania zespołu na najbliższy okres. W trakcie spotkania powołano dwa podzespoły (grupy robocze): 1) ds. funkcjonalności – pod kierownictwem dr. Jacka Jaworskiego i 2) ds. założeń komunikacyjnych – pod kierownictwem dr. Pawła Olszewskiego.

Prace kontynuował również **zespół ds. współpracy pomiędzy branżą chemiczną i gazowniczą**. W trakcie spotkania omówiono kwestie związane z trudną sytuacją finansową branży chemicznej, spowodowaną niską opłacalnością produkcji, co w perspektywie może doprowadzić do znacznego spadku zużycia gazu, a nawet zamknięcia części zakładów chemicznych (więcej na str. 24).

10 maja 2010 r. Izba Gospodarcza Gazownictwa – na wniosek PGNiG SA – podpisała **porozumienie o współpracy w zakresie poprawy otoczenia regulacyjnego dla rynku CNG w Polsce** m.in. poprzez zmianę ogólnie obowiązujących przepisów prawnych dla rynku CNG. Celem porozumienia jest m.in. zwiększenie udziału gazu ziemnego w bilansie energetycznym państwa poprzez budowę i rozwój rynku CNG.

W interesie firm członkowskich, Izba Gospodarcza Gazownictwa wystąpiła na początku czerwca z pismem do Waldemara Pawlaka, wicepremiera, ministra gospodarki, w którym zwraca uwagę na problemy związane z regulacjami ograniczającymi możliwość kupowania paliwa gazowego z jednego kraju pochodzenia.

Zgodnie z rozporządzeniem RM z 24.10.2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu

dokończenie na str. 53

## Do Izby Gospodarczej Gazownictwa przystąpiły:

1. **BROEN-ZAWGAZ Sp. z o.o.** z siedzibą w Suchym Lesie przy ul. Stara Droga 8. Firma zatrudnia ponad 100 osób i zajmuje się produkcją i sprzedażą armatury kulowej-kurków kulowych dla przemysłu gazowniczego i petrochemicznego. ([www.zawgaz.com.pl](http://www.zawgaz.com.pl))
2. **STEELTUBES Sp. z o.o.** z siedzibą w Katowicach przy ul. Korfantego 125 A. Firma zatrudnia 16 osób. Zajmuje się dystrybucją rur stalowych, w tym rur zgrzewanych i spiralnie spawanych przeznaczonych dla gazownictwa, ciepłownictwa i budownictwa. ([www.steeltubes.pl](http://www.steeltubes.pl))

### MIROSŁAW DOBRUT – prezes zarządu SGT EuRoPol GAZ s.a.

Mirosław Dobrut jest absolwentem Wydziału Elektrycznego Politechniki Częstochowskiej, a także Gdańskiej Fundacji Kształcenia Menedżerów. Fachowiec branży gazowniczej, z którą związał całą swoją karierę zawodową, autor wielu projektów racjonalizatorskich, człowiek zaangażowany w rozwój gazownictwa w całym kraju. W latach 2008–2010 wiceprezes zarządu ds. techniczno-inwestycyjnych w Polskim Górnictwie Naftowym i Gazownictwie SA. Znajomość specyfiki branży gazowniczej wykorzystał do stworzenia w 2003 roku podstaw działalności Izby Gospodarczej Gazownictwa. W latach 2003–2005 był dyrektorem, a od 2006 roku jest prezesem tej instytucji. Izba Gospodarcza Gazownictwa zrzesza ponad 120 podmiotów działających w tej branży. W latach 1997–2002 członek zarządu spółki SGT EuRoPol GAZ, odpowiedzialny za budowę systemu gazociągów tranzytowych Jamał–Europa Zachodnia, największej inwestycji energetycznej przełomu XX i XXI wieku. Po uruchomieniu tranzytu odpowiadał za eksploatację całego systemu gazociągów tranzytowych (682 km) na terenie Polski. Przez ponad 20 lat, tj. od roku 1974 do 1997, związany z Pomorskim Okręgowym Zakładem Gazownictwa w Gdańsku, gdzie zajmował stanowiska od stażysty do dyrektora zakładu.

Wieloletni członek rad nadzorczych w spółkach: Investgas Sp. z o.o. (1993–1997), Supergaz Sp. z o.o. (1993–1997), Gazomontaż SA (1994–2002), PERN Przyjaźń SA (VI–XII 2005), Elektromontaż SA Gdańsk (2006–2008), PBG SA Przeźmierowo k. Poznania (2006–2008), SGT EuRoPol GAZ s.a. (2008–2010). Jest generalnym dyrektorem górniczym I stopnia, otrzymał wiele odznaczeń państwowych i branżowych.



### ZDZISŁAW JAMKA, członek zarządu SGT EuRoPol GAZ s.a.

Absolwent Wydziału Mechaniczno-Elektrycznego Wyższej Szkoły Marynarki Wojennej w Gdyni o kierunku mechanicznym. Po ukończeniu studiów magisterskich skierowany do pracy w dowództwie Marynarki Wojennej, w latach 1983–1993 na stanowisko specjalisty, a następnie szefa oddziału. Brał udział w tworzeniu logistycznej koncepcji działania MW w warunkach gospodarki rynkowej. Członek Komitetu Technicznego MW. Uczestnik misji pokojowych ONZ w Syrii, Namibii i Saharze Zachodniej na stanowiskach logistycznych. W latach 1993–1997 ekspert logistyczny, a następnie szef Sekcji Porozumień w Biurze Planowania i Wsparcia Logistyczno-Administracyjnego w Sekretariacie ONZ w Nowym Jorku.

Od 1998 r. związany z gazownictwem, zwłaszcza z firmą EuRoPol GAZ. W latach 1998–2000 – jako dyrektor biura budowy części kubaturowej i pełnomocnik kontraktowy – prowadził inwestycję „Budowa tłoczni i pomiarowni Kondratki oraz tłoczni gazu i Systemowej Stacji Redukcyjno-Pomiarowej Włocławek”. Bezpośrednio zaangażowany w uruchomienie gazowych zespołów turbosprężarkowych na tłoczniach gazu. Po zakończeniu budowy awansowany na stanowisko zastępcy dyrektora eksploatacji – odpowiedzialny za techniczną eksploatację urządzeń i obiektów Systemu Gazociągów Tranzytowych, zwłaszcza tłoczni gazu. Prowadził prace nad wdrożeniem systemu eksploatacji gazociągu. Kierował pracami nad procesami optymalizacji pracy tłoczni gazu. W ramach prac komitetu normalizacyjnego współautor tłumaczenia na język polski Normy Europejskiej dotyczącej zasad projektowania i budowy tłoczni gazu. W latach 2003–2005 dyrektor projektu „Budowa tłoczni gazu Zambrów, Ciechanów i Szamotuły”. Wartość inwestycji około 300 mln USD. Wdrożył zasady Project Managementu przy prowadzeniu ww. inwestycji, które pozwoliły na ich realizację przy założonych kosztach, poziomie jakości i w wyznaczonym terminie. W 2002 roku ukończył studia podyplomowe „Zarządzanie i marketing w przemyśle gazowniczym” na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Jako członek stowarzyszony Amerykańskiego Stowarzyszenia Inżynierów Mechaników (ASME) uczestniczy w pracach International Gas Turbine Institute.



**1 LIPCA BR.** Akcje pracownicze PGNiG SA trafiły na giełdę. Do obrotu giełdowego dopuszczonych zostało 749 944 750 akcji zwykłych na okaziciela o wartości nominalnej 1 zł. Pozostałe 55 250 akcji należących do członków Zarządu PGNiG SA objęte jest zakazem obrotu do 1 lipca 2011 roku.

**24 CZERWCA BR.** Spółka Polskie LNG S.A. dokonała wyboru podmiotu, który zbuduje terminal LNG w Świnoujściu (generalny realizator inwestycji). Postępowanie wygrało konsorcjum Saipem Sp.A. (Włochy) – Saipem SA (Francja) – Techint Compagnia Tecnica Internazionale Sp.A. (Włochy) – Snamprogetti Canada Inc. (Kanada) – PBG SA (Polska) – PBG Export Sp z o.o. (Polska), które złożyło najkorzystniejszą ofertę, z najniższą ceną całkowitą brutto: 2 946 559 860 PLN.

**18 CZERWCA BR.** Sektor energetyczny wzmacnia zaangażowanie na rzecz zrównoważonego rozwoju. Trzy kolejne firmy – Fortum Power and Heat Polska, Lotos oraz Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator podpisały 17 czerwca w Warszawie deklarację w sprawie zrównoważonego rozwoju branży energetycznej w Polsce podczas konferencji Odpowiedzialna Energia, zorganizowanej z inicjatywy Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA oraz firmy doradczej PricewaterhouseCoopers. Pierwszymi sygnatariuszami deklaracji, dokładnie rok wcześniej, były: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, EDF Polska, GAZ–SYSTEM SA, GDF Suez Energia Polska, Tauron SA, ENEA S.A. i Vattenfall Poland Sp. z o.o. Konferencja Odpowiedzialna Energia to unikalne wydarzenie skupiające przedstawicieli branży energetycznej i stwarzające przestrzeń do dyskusji na temat zrównoważonego rozwoju branży.

**16 CZERWCA BR.** Grupa LOTOS S.A. oraz Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA zawarły 16 czerwca br. umowę na dostawy gazu ziemnego do rafinerii w Gdańsku. Jej szacunkowa wartość w okresie pięciu lat

wyniesie ponad 2,2 mld zł. Umowę zawarto na czas nieokreślony. Zgodnie z jej zapisami, dostawy gazu zostaną uruchomione w grudniu 2011 roku. W 2012 r. PGNiG SA sprzeda Grupie LOTOS S.A. 403 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego, a docelowo 447 mln m<sup>3</sup> rocznie. Podstawowym celem umowy jest zapewnienie dostaw gazu sieciowego na potrzeby rafinerii Grupy LOTOS S.A. w Gdańsku. Paliwo to zastąpi obecnie używane: gaz propan-butan, benzynę lekką oraz olej opałowy. Zamiana paliw wykorzystywanych w rafinerii spowoduje uwolnienie puli produktów w ilości nawet do 300 tys. t rocznie, które zostaną skierowane na rynek. Dotyczy to głównie gazu LPG.

– *Dzięki tej umowie zyskamy dostęp do nowego paliwa niebędącego produktem z przerobu ropy naftowej, jakim jest gaz ziemny* – podkreśla Marek Sokołowski, wiceprezes zarządu i dyrektor ds. produkcji i rozwoju Grupy LOTOS S.A. – *W efekcie nasza rafineria będzie w stanie zwiększyć sprzedaż własnych produktów, na które popyt*

*stałe rośnie. Nie bez znaczenia pozostaje także walor ekologiczny nowego paliwa. Dzięki wykorzystaniu gazu ziemnego ograniczymy emisję dwutlenku węgla do atmosfery. A na realizacji tej inwestycji skorzystają także nasi sąsiedzi.*

**11 CZERWCA BR.** W Warszawie odbyło się zgromadzenie członków organizacji Eurogas, którego gospodarzem było Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA. Zgromadzenie wybrało Jean-François Cirelliego, wiceprzewodniczącego i prezesa GDF SUEZ, na prezesa Eurogas. Zgromadzenie dokonało również wyboru Komitetu Wykonawczego Eurogas w składzie: Werner Auli (dyrektor generalny OMV Gas&Power), Antero Jännes (dyrektor generalny Gasum), Gertjan Lankhorst (dyrektor generalny GasTerra) i Bernhard Reutersberg (prezes zarządu E.ON Ruhrgas). Do Rady Zarządzającej Eurogas wybrano Sławomira Hinca, wiceprezesa ds. finansowych PGNiG. PGNiG jest członkiem Eurogas od 2004 r.

**10 CZERWCA BR.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo podpisało umowę z sześcioma bankami (Pekao SA, ING Bank Śląski SA, PKO BP SA, Bank Handlowy w Warszawie SA, Societe Generale SA, BNP Paribas SA Oddział w Polsce) w sprawie programu emisji obligacji do kwoty 3 mld zł („program”). W ramach programu, który będzie trwał do 31 lipca 2013 r., PGNiG będzie mógł emitować obligacje dyskontowe oraz kuponowe, z terminem zapadalności od jednego miesiąca do jednego roku. PGNiG przeznaczy środki pozyskane z pierwszej emisji obligacji na spłatę kredytu wielowalutowego, którego termin zapadalności przypada na 27 lipca 2010 r., a z kolejnych emisji na finansowanie inwestycji wynikających ze strategii GK PGNiG, których realizacja jest istotna dla zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski i wzrostu wartości grupy.

dokończenie na str. 53

## Korespondencja z Brukseli Bliżej do bezpieczeństwa dostaw gazu

Jerzy Buzek, przewodniczący Parlamentu Europejskiego, na posiedzeniu Rady Unii Europejskiej, 17 czerwca 2010 r., zaproponował powołanie Europejskiej Wspólnoty Energetycznej. Ma ona na celu ściślejszą współpracę w ramach sieci energetycznych, stworzenie unijnego funduszu badań w dziedzinie energii oraz wspólnej grupy odpowiedzialnej za zakup gazu. Zdaniem prof. Buzka, dzięki stworzeniu europejskiej wspólnoty energetycznej, UE mogłaby stać się bardziej konkurencyjna od Chin pod względem gospodarczym, bowiem państwa członkowskie otrzymałyby pomoc w inwestowaniu w infrastrukturę energetyczną na potrzeby jednolitego rynku energetycznego. UE mogłaby zagwarantować przedsiębiorstwom energetycznym większą stabilność prawną i ułatwić uwalnianie funduszy na badania nad zrównoważoną energią, efektywnym wykorzystaniem paliw kopalnych i energii odnawialnej. Powstałby silny blok handlowy we wspólnych negocjacjach w sprawie ropy i gazu, który umożliwiłby obniżenie ogólnych cen. Zdaniem Jerzego Buzka, zamiast 27 osobnych negocjacji dwustronnych w sprawie ropy i gazu, UE dysponowałaby jednym wspólnym i skutecznym sposobem ne-

gociowania umów na dostawy tych surowców. Poza tym powstałby system podziału dostaw gazu pomiędzy krajami członkowskimi oraz system wspólnej eksploatacji infrastruktury niezbędnej do jego transportu i magazynowania. Nie wszystkie kraje członkowskie zgadzają się ze stworzeniem nowego traktatu, biorąc pod uwagę uchwalony w ubiegłym roku III Pakiet Energetyczny, który jeszcze nie wszedł w życie oraz prace nad rozporządzeniem o bezpieczeństwie dostaw gazu. Oponenci uważają, że dopiero po uzyskaniu opinii o zmianach wprowadzonych powyższymi regulacjami będzie można dyskutować o nowych rozwiązaniach formalnoprawnych.

Jednocześnie 22 czerwca br. zakończony został proces dialogu pomiędzy Parlamentem Europejskim, Radą Unii i Komisją w sprawie rozporządzenia dotyczącego bezpieczeństwa dostaw gazu. Planuje się, że jeszcze w czasie hiszpańskiej prezydencji odbędzie się posiedzenie COREPER – spotkanie ambasadorów krajów członkowskich, które ma zatwierdzić tekst przed głosowaniami w PE. Ostateczne decyzje, czyli głosowanie w komitecie ITRE – przemysłu i energii, odbędzie się w lipcu, a pierwsze czytanie w Parlamencie Europejskim we wrześniu br. Zatwierdzenie przez Radę Ministrów ds. Energii nastąpi w grudniu, pod koniec prezydencji belgijskiej. ■

**Bolesław Rey**

Autor jest szefem Biura PGNiG w Brukseli.

# Rusza energetyka gazowa

Zygmunt Strubiński, Waław Bilnicki

W numerze 1/25 „Przeglądu Gazowniczego” z marca br. zaprezentowane zostały strategiczne kierunki rozwoju GK PGNiG SA transformujące grupę w koncern multienergetyczny, dysponujący nie tylko siecią dystrybucji i zdywersyfikowanymi geograficznie źródłami paliwa, ale również własnymi blokami energetycznymi.

Ten kierunek doskonale wpisuje się w aktualne trendy rozwojowe światowej energetyki. Dywersyfikacja paliwowa, budowanie coraz dłuższego łańcucha marż, innowacyjność i otwartość na implementację najnowszych rozwiązań technologicznych idzie w parze z agresywnym konkuroowaniem na coraz to innych rynkach. Wiodąca część świata w zasadzie już zbudowała silne koncerny multienergetyczne.

Grupa PGNiG również realizuje te kierunki, a od niedawna *via* spółka PGNiG Energia S.A., która przygotowuje rozwój wielko- i małoskalowych własnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, wykorzystujących paliwo gazowe. Spółka ta przygotowuje również rozwiązania, które zoptymalizują zakupy energii elektrycznej w GK PGNiG i dadzą podstawy do rozwinięcia na dużą skalę hurtowego handlu energią na liczących się giełdach towarowych w Europie: EEX, NordPool, ale i TGE S.A. w Polsce. Stworzą one również bazę do obrotu prawami majątkowymi związanymi z certyfikatami dla tzw. energii kolorowej oraz uprawnieniami do CO<sub>2</sub>.

Postawiony PGNiG Energia S.A. strategiczny cel to przygotowanie i realizacja procesów inwestycyjnych tak, aby w 2015 roku GK PGNiG dysponowała przynajmniej 300 MWe własnych mocy wytwórczych. Ich produkcja zbilansowałaby już zoptymalizowane zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne grupy i dała solidną podstawę do wejścia z nadwyżką na hurtowy rynek obrotu energią.

Realizacja tych celów zakłada budowę kilku bloków gazowo-parowych dużej mocy – powyżej 150 Mwe, oraz wielu mniejszych jednostek o mocach od 10 do 100 Mwe, wykorzystujących jako źródło napędu generatorów turbiny gazowe i parowe w przypadku BG-P.

Obecnie przygotowujemy jest proces inwestycyjny budowy bloku gazowo-parowego o mocy 400 MW (połowa mocy w dyspozycji GK PGNiG), pracującego w kogeneracji. Zdecydowała o tym umowa realizacyjna zawarta 7 maja br. w Katowicach przez prezesów PGNiG SA i Tauron S.A. oraz prezesów PGNiG Energia S.A. i Elektrowni Stalowa Wola S.A. – spółki-córki Tauron S.A.

Nadal trwają rozmowy przygotowujące procesy inwestycyjne i budowę BG-P dużych mocy ze spółkami Azoty Tarnów S.A., Tauron S.A. i Polimex-Mostostal S.A. Plany te zakładają budowę wysokosprawnych ( $\eta > 75\%$ ) kogeneracyjnych źródeł wytwarzania energii z wyprowadzeniem ciepła głównie na potrzeby technologii produkcji u odbiorców. Rozwiązanie takie niweluje ryzyko zmienności sezonowych w odbiorze ciepła i zwiększa stabilność ekonomiczną źródła.

Równie istotnym i przyszłościowym obszarem wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem paliw gazowych jest podsektor wysokosprawnej średniej, małej i mikrokogeneracji, tj. źródeł o mocach od 10 do 100 MWe oraz od 1 do 10 MWe i od 0,5 do 1 MWe.

Prawdopodobnie podsektor ten będzie nadal wspierany przez UE i państwo polskie odpowiednimi instrumentami prawnymi i makroekonomicznymi, ponieważ jego rozwój jest prawie tożsamy z rozwojem generacji rozproszonej, zwiększającej bezpieczeństwo produkcji i dostaw energii elektrycznej dla społeczności lokalnych, średniego i małego biznesu oraz efektywność jej przesyłu poprzez ograniczenie strat sieciowych – rosnących wraz z odległością odbiorców od źródła, jak i przerw w dostawie energii.

SAID – syntetyczny miernik stanu infrastruktury sieciowej w KSE, definiowany jako wielkość przerw w zasilaniu, wynosił w Polsce 329 min/rok za rok 2008. Dla porównania: w Niemczech za ten sam okres wynosił 17 min/rok.

Małe i średniej wielkości źródła kogeneracyjne mają tę zaletę, że są dostosowane do potrzeb konkretnych odbiorców, a paliwo gazowe jest nie tylko najbardziej ekologicznym z tradycyjnych paliw, ale i elastycznym nośnikiem energii pierwotnej, dogodnym do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła.

Celem PGNiG Energia S.A. jest realizacja co najmniej kilkudziesięciu projektów tej klasy, mających również walor strategicznego wsparcia podstawowej dotychczas działalności, tj. sprzedaży paliwa gazowego. Do obszaru tego zaliczamy również projekty budowy i eksploatacji elektrociepłowni biogazowych, wykorzystujących surowiec z produkcji rolnej.

Obecnie PGNiG Energia S.A. analizuje wiele projektów w tych przedziałach mocy oraz pilotażowy projekt biogazowy.

Prowadzone są bardzo zaawansowane negocjacje z jedną ze spółek giełdowych. Dotyczą one przejścia ciepłowni gazowej i rozbudowy dotychczasowego układu wytwarzania, na układ ko/trigeneracyjny. Finalnie prowadzić to będzie do zarządzania źródłem o mocy 1,6–4 MWe i cało-



ściowego przejścia odpowiedzialności za gospodarkę energetyczną w zakresie dostaw energii przez Amikę Wronki S.A.

Z Krajową Spółką Cukrową S.A. przygotowujemy wspólny podmiot do realizacji elektrociepłowni biogazowej w Ostrowcu Świętokrzyskim. Te inwestycje wpisują się w europejskie tendencje wykorzystania lokalnych źródeł paliwa odnawialnego i na tej bazie budowy generacji rozproszonej. Dlatego PGNiG Energia S.A. rozważa udział w międzynarodowym programie Biomaster, finansowanym przez UE lub innych podobnych platformach wymiany doświadczeń z tego podsektora. Program, do którego zaprasza Komisja UE, daje szansę na pozyskanie finansowania prac analitycznych i wdrożeniowych w obszarze wykorzystania biogazu jako paliwa, które można byłoby blendować z gazem ziemnym w proporcjach odpowiednich do wykorzystania w samochodach i pojazdach roboczych. Prace te mogłyby stać się polem do wymiany doświadczeń GK PGNiG w zakresie CNG z wiedzą partnerów sieciowych przygotowujących aplikacje do programu Biomaster ze Szwecji Włoch, Danii i Chorwacji.

Szacujemy, że dzięki przygotowaniu i budowie przez PGNiG Energia S.A. źródeł produkcji energii o mocy około 300 MWe sprzedaż gazu przez GK PGNiG wzrośnie o 1,2–1,4 mld m<sup>3</sup> rocznie.

Dodatkowym elementem wzmacniającym rozwój polskiego podsektora energetyki opartej na paliwie gazowym będzie rosące tempo przyłączania do KSE nowej mocy w podsektorze energetyki wiatrowej. Do połowy br. do KSE przyłączono źródła ulokowane w farmach wiatrowych o łącznej mocy nominalnej przekraczającej 950 MWe.

Ponadto, realizowane projekty budowy farm wiatrowych, dysponujących razem mocą ponad 5000 MW, uzyskały już warunki przyłączeniowe i spełniły inne kryteria, co oznacza, że bardzo prawdopodobne jest włączenie ich do krajowej sieci elektroenergetycznej w najbliższych czterech latach. Przeciętna produktywność dobrze usytuowanych elektrowni wiatrowych w polskich warunkach oscyluje w przedziale 2600–3000 MWh/rok.

Obecnie KSE i operator tego systemu nie odczuwają jeszcze bezpośrednich efektów załączania i wyłączania się, o stochastycznej charakterystyce w czasie, elektrowni wiatrowych o mocy ok. 2000 MWe. Zapewne negatywne efekty takich wejść/wyjść do KSE spowodują w perspektywie kilku lat konieczność wprowadzenia rozwiązań systemowych poprzez budowę źródeł rezerwowych.

Oznacza to konieczność budowy źródeł rezerwowych o mocy przynajmniej 2500 MW w analogicznym okresie w celu zapewnienia stabilizacji pracy KSE. Źródła te powinny charakteryzować się jak najkrótszym czasem przejścia ze stanu zimnego do efektywnej pracy na poziomie mocy nominalnych oraz względną łatwością lokalizacji, najlepiej w pobliżu obszarów posadowienia farm wiatrowych.

Takie cechy mają źródła wytwarzania energii elektrycznej oparte na paliwach gazowych, dlatego niezależnie od innych istotnych powodów budowy elektrowni gazowych, rozwój energetyki wiatrowej stwarza rynek dla energetyki gazowej.

Dobrym przykładem perspektyw energetyki gazowej jest skala rozwoju podsektora energetyki wiatrowej w Niemczech, gdzie z początkiem br. było zainstalowane ponad 26 000 MWe w elektrowniach wiatrowych, co stanowiło ok. 7,5% zapotrzebowania na moc. Tylko w 2009 r. w Niemczech w elektrowniach wiatrowych zainstalowano dodatkowo 2000 MWe, ale równoległe źródła te są rezerwowane innymi źródłami szybko załączalnymi, wykorzystującymi także paliwo gazowe.

Dlatego w obszarze zainteresowania PGNiG Energia są prace zmierzające do aktywnego uczestniczenia w rozwoju tzw. źródeł szczytowych, pokrywających niedobory energii w okresach najwyższego zapotrzebowania i pracujących jako rezerwa z elektrowniami wiatrowymi.

Wątpliwej jakości sieć elektroenergetyczna i jej topologia w Polsce oraz szacowane przez różnych ekspertów konieczne nakłady na przeprowadzenie zmian i modernizacji wskazują na konieczność zaangażowania kwot od 60 mld zł do 50 mld euro, przy czym ta

druga kwota obejmuje inwestycje w przesył i źródła wytwarzania w perspektywie do 2030 roku. Sektor nie wygospodaruje tych pieniędzy, musi się zapożyczyć, a przynajmniej część kosztów koncerny przerzucą na odbiorców. Skoro tylko 1 mld zł/rok jest przeznaczany na modernizację i rozwój sieci, to perspektywy poprawy jej stanu sięgają następnego pięćdziesięciolecia.

Zatem może zamiast rozbudowywać KSE i powielać jego rozwój z istniejącą siecią gazową – będącą w o wiele lepszym stanie niż sieć elektroenergetyczna – należałoby wykorzystać sieć gazową do przesyłu paliwa pierwotnego i budować więcej średnich i małych źródeł w ramach energetyki rozproszonej wykorzystujących gaz.

Postulat ten powinien być zbadany przez URE jako regulatora i PSE Operator S.A. jako dysponenta struktur przesyłowych dla energii elektrycznej w ramach analiz optymalizacyjnych, tym bardziej że budowę struktur bezpieczeństwa w sektorze energii w Europie Unia Europejska uznała za jeden z priorytetów swojego działania.

Jest bardzo prawdopodobne, że harmonizacja budowy i przebudowy sieci elektroenergetycznych z wykorzystaniem istniejącej i planowanej sieci gazowej dałaby efekt istotnego zoptymalizowania nakładów inwestycyjnych w skali kraju, wzrost zdolności przesyłowych, bezpieczeństwa energetycznego i spadek SAIDI.

GK PGNiG SA będzie dysponowała za kilka lat około 4 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego do zagospodarowania w różnych segmentach gospodarki polskiej. Energetyka jest naturalną niszą, w której wykorzystanie paliwa gazowego długoterminowo będzie rosło, a co więcej – są szanse, że wykorzystanie tego paliwa będzie w tym sektorze wspierane rozwiązaniami prawno-ekonomicznymi przez UE i państwo polskie. Szansę tę wykorzystamy samodzielnie i – prawdopodobnie – wspólnie z naszymi partnerami biznesowymi. ■

Zygmunt Strubiński jest prezesem PGNiG Energia S.A.  
Wacław Bilnicki jest dyrektorem ds. wytwarzania w PGNiG Energia S.A.

# Czy na Podkarpaciu pojawią się hybrydowe wiatrowo-gazowe elektrownie?

Ireneusz Soliński, Jacek Ostrowski, Bartosz Soliński

Idea wykorzystania układu hybrydowego wiatrowo-gazowego na Podkarpaciu zrodziła się wśród autorów kilkanaście lat temu (1994–2002), gdy dokonywali oni pionierskich badań zasobów energetycznych wiatru na terenie tego województwa.

Zasoby te potwierdzały duży potencjał badania do implementacji elektrowni wiatrowych, jednak charakterystyka mocy wytwórczych, rozłożenie geograficzne, a przede wszystkim stan infrastruktury sieciowej były niezbyt korzystne (o stanie sieci elektroenergetycznej można powiedzieć nawet, że jest bardzo zły również obecnie). W przypadku produkcji i przesyłu większej mocy z rozproszonych elektrowni wiatrowych istniałyby duże problemy z bilansowaniem w ten sposób wytworzonej energii i właśnie temu mogłaby zaradzić implementacja idei wiatrowo-gazowych układów hybrydowych wytwarzających prąd i ciepło. Oczywiście, aby było to ekonomicznie uzasadnione, niezbędny jest dostęp do w miarę tanich złóż gazu ziemnego na danym terenie.

Jak dowiodły wstępne badania i analizy zasobów gazu ziemnego na Podkarpaciu, istnieje możliwość implementacji tego typu rozwiązań.

Pod pojęciem elektrowni hybrydowej rozumie się jednostkę wytwórczą wytwarzającą energię elektryczną lub energię elektryczną i ciepło, w której w procesie wytwarzania energii wykorzystywane są dwa lub więcej odnawialne źródła energii lub inne niż odnawialne. Na przykład:

- elektrownia wiatrowa–elektrownia słoneczna–agregat prądotwórczy,
- elektrownia wiatrowa–elektrownia szczytowo–pompowa,
- elektrownia wiatrowa–elektrownia gazowa,
- elektrownia wiatrowa–ogniwo paliwowe,
- elektrownia zasilana paliwem węglowym–elektrownia zasilana biopaliwem.

W rzeczywistości można spotkać wszystkie kombinacje elektrowni hybrydowych klasyfikowanych według wymienionych kategorii.

W niniejszym artykule zostaną omówione tylko te rodzaje elektrowni hybrydowych, które zawierają jednostki wytwórcze wykorzystujące energię wiatru i gaz ziemny.

Producenci energii elektrycznej (w tym producenci energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych) są zobligowani do uczestnictwa w rynku bilansującym i tym samym do zapewnienia planowanych dostaw energii elektrycznej. Wiąże się to z koniecznością zgłaszania grafików zawierających planowaną dostarczaną energię (wynikającą z umów sprzedaży energii) z 24-godzinnym wyprzedzeniem (obecnie istnieje możliwość korygowania grafików – pozycji kontraktowej – przynajmniej na 2 godziny przed realizacją).

Elektrownie wiatrowe wykorzystują wiatr jako źródło energii, który cechuje zarówno ciągła zmienność, jak i nieprzewidywalność. Rozkład produkcji energii elektrycznej przez elektrownię wiatrową nie jest więc równomierny ani w skali roku (przewaga wiatrów wiosennych i zimowych), ani danego miesiąca, w ciągu dnia czy godziny. Jako uczestnik rynku bilansującego, elektrownie wiatrowe są zobligowane do podawania osiągniętych mocy w danych godzinach, choć w ich przypadku zakres informacji dotyczących bilansowania (niezbędnych do ustalenia grafików) jest nieco zawężony. Wiąże się to zatem z koniecznością prognozowania warunków wiatrowych na dobę naprzód oraz – krótkoterminowo – na dwie godziny naprzód (dotyczy ewentualnej korekty pozycji na dwie godziny przez realizacją w dniu bieżącym). Obecnie modele meteorologiczne i ich numeryczne prognozy dla prędkości wiatru nie dają wystarczających dokładności prognoz, nawet na dwie godziny naprzód, nie wspominając o prognozowaniu 24- i 48-godzinnym, np. modele ECMWF i HIRLAM. W przypadku grafikowania mocy dla elektrowni wiatrowych istnieje więc niemalże pewność, że będą one nietrafne, a zmiana pozycji na dwie godziny przed realizacją ewentualnie może, choć nie musi, zmniejszyć to niezbilansowanie.

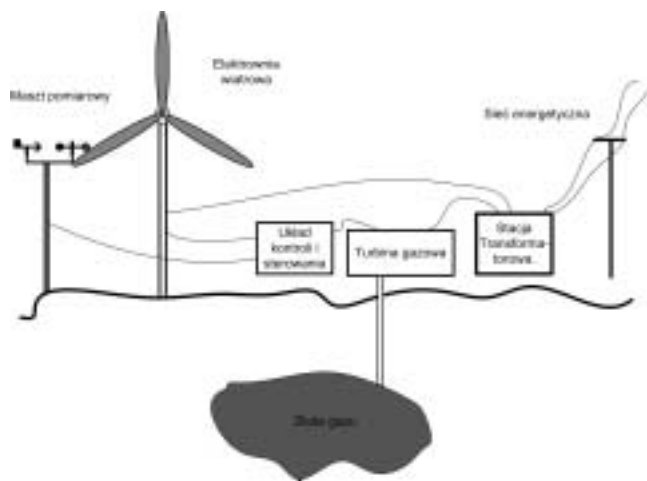
Jeśli chodzi o elektrownie gazowe, w których jako paliwo wykorzystuje się gaz ziemny, to należą one do grona elektrowni charakteryzujących się dużą elastycznością pracy i możliwością pracy z różną mocą.

Z punktu widzenia ekonomicznego, korzystne byłoby, aby elektrownia gazowa była zainstalowana jak najbliżej punktu wydobywania gazu. Ograniczałoby to koszty budowy rurociągu gazowego, które zależą od średnicy, ciśnienia gazu oraz terenu, na którym przebiega (w rejonach górzystych są większe). Wyprodukowane w elektrowni gazowej ciepło mogłoby posłużyć np. do produkcji ciepła użytkowego (o ile w po-

bliżu znajduje się odbiorca ciepła) lub np. częściowo do osuszenia wydobytego gazu. Z pewnością lokalizacja elektrowni gazowej musi być optymalizowana pod kątem kosztów wykonania przyłączy do źródła gazu, przyłączy do linii energetycznych (w celu odbioru wyprodukowanej energii elektrycznej) oraz – w przypadku kogeneracji ciepła – odległości od odbiorców.

Biorąc to wszystko pod uwagę, wśród autorów niniejszego artykułu zrodziła się idea użytkowania niewielkich złóż gazu ziemnego do bilansowania energii z elektrowni wiatrowych współpracujących z siecią energetyczną poprzez wytwarzanie energii elektrycznej z wykorzystaniem turbin lub silników gazowych. Idea ta jest możliwa do realizacji np. na terenie województwa podkarpackiego, gdzie istnieją udokumentowane zasoby wiatru (Jasionka, Barwinek, Rymanów, Iwonicz, Dukla, Łęki Dukielskie, Równe). Na podstawie wieloletnich pomiarów oceny zasobów wiatru wykonano już inwestycje o sumarycznej mocy elektrowni wiatrowych kilkudziesięciu MW. Zostały również wyznaczone obszary o szczególnie korzystnych warunkach wiatrowych, które czekają na kolejnych inwestorów. Do bilansowania dostaw energii elektrycznej z zainstalowanych w tym rejonie energetycznym elektrowni wiatrowych planuje się wykorzystanie złoża gazu ziemnego Blizna–Ocieka (5–6 mln  $\text{nm}^3$  rocznie przez 10 lat). Zdolność wydobywcza złoża wynosi maksymalnie 800  $\text{nm}^3$  na godzinę. Maksymalna moc elektryczna silników zasilanych gazem wynosi do 2 MW. Schemat elektrowni hybrydowej wiatrowo-gazowej pokazuje rysunek 1.

Rys. 1. Hybrydowy system wiatrowo-gazowy

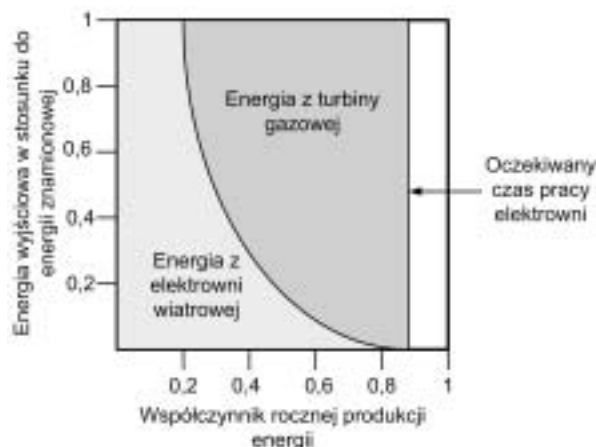


Źródło: opracowanie własne.

Argumentem przemawiającym za budową takich elektrowni poza ideą bilansowania systemu elektroenergetycznego jest też możliwość wykorzystania ubocznej energii cieplnej do celów grzewczych, tzw. energetyka skojarzona. Na niekorzyść przemawia emisja dwutlenku węgla –  $\text{CO}_2$ . Bilans energii w elektrowni hybrydowej, złożonej z elektrowni wiatrowej i generatora gazowego pokazuje rysunek 2.

Przykładem realizacji na większą skalę omawianego powyżej projektu jest projektowana morska elektrownia hy-

Rys. 2. Bilans energii w elektrowni hybrydowej, złożonej z elektrowni wiatrowej i generatora gazowego



Źródło: opracowanie własne.

brydowa wiatrowo-gazowa u wybrzeży Wielkiej Brytanii, farma 106 MW i turbiny gazowej 93 MW. Natomiast innym rozwiązaniem jest realizacja systemu wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w konfiguracji jak wyżej, lecz z magazynowaniem sprężonego powietrza.

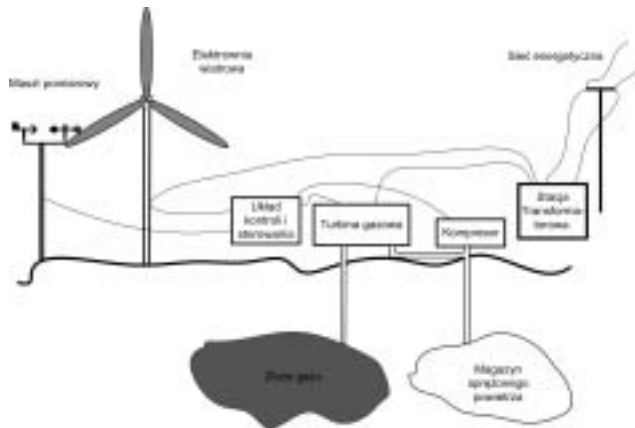
### Elektrownia hybrydowa wiatrowo-gazowa z wykorzystaniem magazynowania sprężonego powietrza CAES

Możliwe jest również zbudowanie jeszcze jednej wersji elektrowni hybrydowej wiatrowo-gazowej z dodatkowym magazynowaniem energii w postaci sprężonego powietrza – *Compressed Air Energy Storage* – CAES. W tego typu elektrowni można wykorzystać jako magazyny sprężonego powietrza wyczerpane szczelne wyrobiska wyeksploatowanych złóż gazu ziemnego. Powietrze byłoby sprężane do ciśnienia około 70 atmosfer w czasie wyjątkowo sprzyjających warunków wiatrowych za pomocą sprężarek elektrycznych zasilanych z elektrowni wiatrowej. W tego typu elektrowniach generator prądotwórczy jest zasilany paliwem ciekłym lub gazowym (źródło nieodnawialne). Brak jest natomiast sprężarki powietrza wlotowego, która zużywa w normalnych warunkach ok. 60% energii mechanicznej konwencjonalnego generatora. Taki system wytwórczy jest korzystniejszy, bowiem zmniejsza emisję wytwarzanego przez elektrownię gazową  $\text{CO}_2$ .

Schemat elektrowni hybrydowej wiatrowo-gazowej CAES przedstawiono na rysunku 3. Natomiast bilans energii dla takiego układu hybrydowego – na rysunku 4.

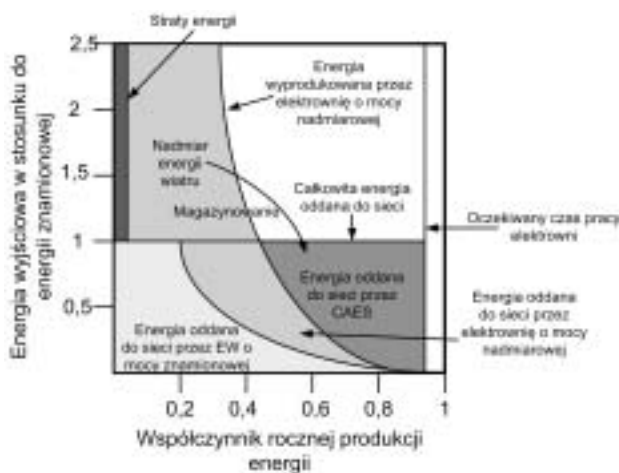
Elektrownia nadmiarowa to elektrownia o mocy zainstalowanej niezbędnej do produkcji energii określonej w założeniach inwestycji z nadatkiem przewidzianym do gromadzenia energii w postaci sprężonego powietrza. Powinna mieć moc 2,5 razy większą. Mimo iż taka metoda magazynowania energii znana jest od przeszło 20 lat, do tej pory na świecie istnieją dwie elektrownie wykorzystu-

Rys. 3. Poglądowy schemat elektrowni hybrydowej wiatrowo-gazowej CAES



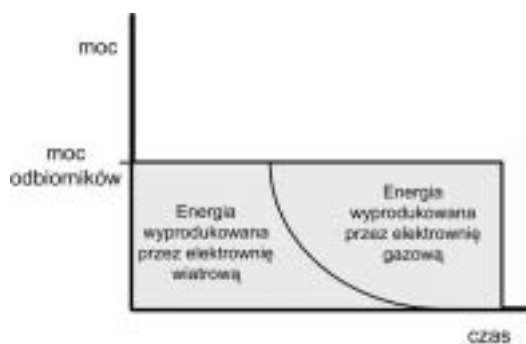
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 4. Bilans energii w elektrowni hybrydowej z wykorzystaniem CAES



Źródło: J.B. Greenblatt, using gas turbines to enhance the value of wind power. Combined Cycle Journal, First quarter 2005.

Rys 5. Idealnie zbilansowana elektrownia hybrydowa



Źródło: opracowanie własne.

jące CAES: w Huntorf (Niemcy) o mocy 290 MW oraz McIntosh (Alabama – USA) o mocy 110 MW.

Obie elektrownie należące do takiego systemu powinny być połączone wspólnym układem sterowania, który analizowałby warunki wiatrowe oraz moc wyjściową elektrowni

wiatrowej i na ich podstawie sterował pracą turbiny gazowej (załączanie, sterowanie mocą, przyłączenie do sieci itp.).

### Bilansowanie energii w elektrowni hybrydowej

Łączenie różnego rodzaju źródeł energii w elektrownię hybrydową ma na celu zapewnienie ciągłości dostaw energii lub – w przypadku sprzedaży energii – dopasowanie mocy wyjściowej elektrowni do wielkości grafikowanych z 24-godzinnym wyprzedzeniem. Idealny byłby więc układ dwóch elektrowni, spełniający bilans energetyczny przedstawiony na rysunku 5.

Bilans ten przedstawia sytuację, gdy elektrownia gazowa uzupełnia niedobory energii, a elektrownia wiatrowa jest tak dobrana, iż jej moc wyjściowa nie powoduje chwilowej nadprodukcji energii wysyłanej do sieci energetycznej.

Natomiast na rysunku 6 pokazano sytuację z chwilową nadprodukcją wynikającą z pracy elektrowni wiatrowej. Producent dostarcza wówczas nadmiar energii do systemu, co nie jest zbyt korzystne. Zwiększając możliwości magazynowania nadprodukcji energii poprzez sprężanie powietrza, które jest później wykorzystywane do produkcji energii z turbiny gazowej, znów doprowadzono do sytuacji pożądanej (rysunek 5). Rozwiązanie to pozwala na zmniejszenie ilości zużywanego gazu (mniejsze straty na sprężarce).

Analizując powyższe przypadki w rzeczywistych układach wiatrowo-gazowych, w których nie dokonuje się magazynowania energii, można wyróżnić dwa sposoby bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną.

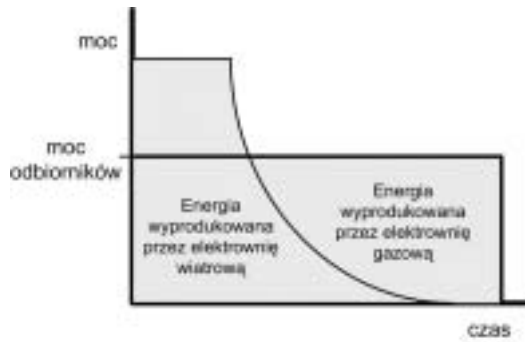
Pierwszym rozwiązaniem, pozwalającym na wyrównany poziom dostawy energii elektrycznej z elektrowni hybrydowej do zakładu energetycznego, jest układ przedstawiony na rysunku 8. Moc wyjściowa tego typu elektrowni jest stała. Prognoza 24-godzinna warunków wiatrowych jest wtedy niepotrzebna.

W drugim rozwiązaniu moc z elektrowni wiatrowej jest uzupełniana przez wspomagający agregat do wielkości grafikowanych prognoz. Ten sposób bilansowania pokazano na rysunku 9. Dla tego układu niezbędne jest dysponowanie szczegółową prognozą warunków wiatrowych, pochodzącą z numerycznych modeli pogodowych obciążonych – jak już wspomniano – błędem, który ma zniwelować elektrownia gazowa.

### Korzyści ekologiczne i efektywność ekonomiczna

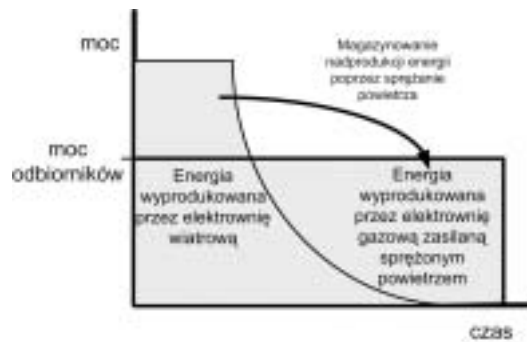
Korzyści ekologiczne z tego rodzaju systemu zasilania są trudne do oszacowania i zależą od sposobu konfiguracji pracy obu elektrowni. W projektowanej morskiej elektrowni hybrydowej wiatrowo-gazowej u wybrzeży Wielkiej Brytanii, która ma moc 106 MW w elektrowni wiatrowej i turbinę gazową o mocy 93 MW, efekt ekologiczny wyliczony dla tej planowanej inwestycji to zmniejszenie emisji dwutlenku węgla o 286 000 ton rocznie. Przenosząc na polski grunt i oceniając tylko pobieżnie oraz przyjmując, że obiektem odniesienia dla oceny efektu ekologicznego jest elektrownia zużywająca węgiel o podobnych parametrach jakościowych, można przypuszczać, że dla farmy wiatrowej o mocy 10 MW

Rys. 6. Elektrownia hybrydowa z chwilową nadprodukcją energii w stosunku do energii odbieranej



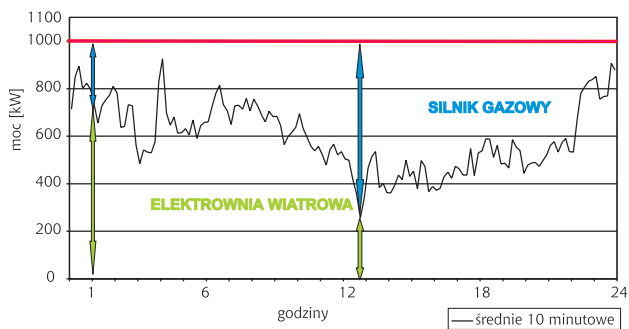
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 7. Elektrownia hybrydowa z magazynowaniem nadprodukcji energii



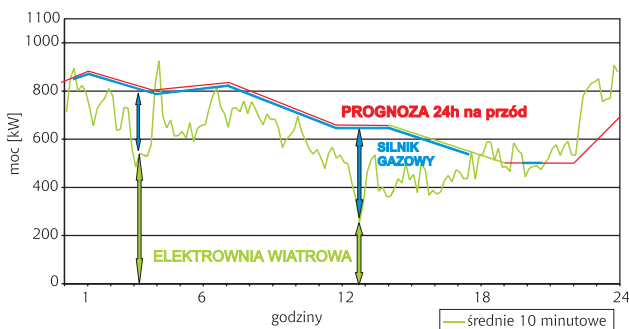
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 8. Uzupelnienie do wielkości znamionowej mocy elektrowni



Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9. Uzupelnienie do wielkości prognoz



Źródło: opracowanie własne.

(np. dla farmy wiatrowej zlokalizowanej w Łękach Dukielskich na Podkarpaciu) efekt ekologiczny mierzony zredukowaną emisją CO<sub>2</sub> wyniesie około 27 000 ton na rok.

Efektywność ekonomiczną takiego przedsięwzięcia można określić dopiero po wykonaniu ZTE dla tego systemu. Istnieją metody obliczeń i analiz efektywności ekonomicznej tego rodzaju przedsięwzięć. Zastosowanie tych metod pozwoli na wybór optymalnego wariantu do implementacji w danym terenie. Istnieje jedynie kwestia danych i ich wiarygodności. Autorzy tego artykułu dysponują algorytmami i programami komputerowymi zarówno do optymalizacji farm wiatrowych, jak i oceny opłacalności ekonomicznej przedsięwzięć energetycznych. Jednak najpierw musi zostać opracowany projekt koncepcyjny i zestawienie kosztów takiego projektu w różnych wariantach.

### Czynniki uzasadniające zastosowanie elektrowni wiatrowo-gazowych na Podkarpaciu

Powszechne zastosowanie elektrowni hybrydowych, wiatrowo-gazowych w warunkach Podkarpacia jest uzasadnione następującymi czynnikami:

- w obszarze województwa znajdują się udokumentowane zasoby energii wiatrowej (według Ireneusza Solińskiego). Jak wynika z badań, na Podkarpaciu występują warunki wiatrowe porównywalne z warunkami panującymi w pasie nadmorskim. Różnica występuje w odniesieniu do ukształtowania terenu i wysokości n.p.m. Wpływają one korzystnie na gęstość mocy wiatru w tym rejonie.
- w obszarze Podkarpacia możliwe jest zainstalowanie około 1000 MW mocy w turbinach wiatrowych, co wynika z przeprowadzonych badań w 2007 roku przez zespół pod kierunkiem Bartosza Solińskiego. W badaniach uwzględniano różne ograniczenia i uwarunkowania rozwoju energetyki wiatrowej w tym obszarze, takie jak np. ograniczenia terenowe, obszary chronione, w tym Natura 2000, oraz ograniczona zdolność sieci energetycznych do przyjęcia dodatkowej mocy z elektrowni wiatrowych.
- w obszarze tego województwa pracuje już ponad 20 elektrowni wiatrowych małej i średniej mocy i nowa farma zbudowana przez firmę Martifer o mocy 10 MW zlokalizowana w Łękach Dukielskich pod Duklą (której wstępną charakterystykę przedstawiono w pracy). Planowane są też następne, realizowane przez firmy takie, jak np. Martifer-Polska (portugalsko-polska spółka) i Gamesa (spółka hiszpańska). Te dwie firmy zamierzają zainstalować około 150 MW właśnie w rejonie przełęczy dukielskiej.
- Na terenie województwa istnieje wiele nieczynnych otworów udostępniających złoża gazu ziemnego, z różnych względów nieeksploatowanych. Tak więc, gaz ten może być wykorzystany do budowy elektrowni gazowych, do współpracy z elektrowniami wiatrowymi.
- w tym województwie znajdują się wyeksploatowane struktury geologiczne po węglowodorach, które mogą służyć jako magazyny na sprężone powietrze wytwarzane w przypadku, gdy np. wystąpi nadmiar produkcji energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych. ■

## Wnioski

Mimo iż koncepcja budowy na terenie województwa podkarpackiego hybrydowej elektrowni wiatrowo-gazowej powstała już kilka lat temu, wciąż jeszcze trwa poszukiwanie źródeł finansowania dla tego projektu przez Małopolsko-Podkarpacki Klaster Czystej Energii i fundusze unijne PO IG, RPO IG. Autorzy niniejszego opracowania mają nadzieję, że w najbliższym czasie coś się w tej sprawie zmieni.

Problem sterowania taką elektrownią oraz opracowanie metody szczegółowego prognozowania warunków wiatrowych na tak krótki czas, wymagać będą zaangażowania wielu specjalistów. Autorzy, podnosząc kwestie idei układów hybrydowych wiatrowo-gazowych na wielu konferencjach, wypracowali już wstępne schematy i założenia organizacji zespołów roboczych i realizacji projektu.

Ograniczenia redakcyjne nie pozwalają na wyczerpanie tak obszernego tematu, jakim są hybrydowe elektrownie wiatrowo-gazowe. Dlatego ograniczono się do prezentacji tylko wybranych elementów tego układu hybrydowego. Na podstawie obserwacji szybkiego rozwoju energetyki odnawialnej można przypuszczać, że koniecznością stanie się ewolucja istniejącego systemu energetycznego w celu jego integracji z elektrowniami wykorzystującymi odnawialne źródła energii. Rosnący deficyt energetyczny kraju, a także konieczność ochrony środowiska przyrodniczego zmuszają do zagospodarowania wszelkich dostępnych form energii. Dzięki budowie małych i średnich elektrowni działających na bazie odnawialnych źródeł energii pierwotnej, które można lokalizować w pobliżu odbiorców energii, zmniejszy się część kosztów wynikających z przesyłu energii na duże odległości (koszty inwestycyjne i wynikające ze strat przesyłu), jednak nie zniknie wciąż aktualny problem bilansowania całego systemu elektroenergetycznego, w czym pomocne mogą być przedstawione rozwiązania. Należy także wspomnieć, że niektóre rozwiązania hybrydowe wiatrowo-gazowe stwarzają możliwość dodatkowej produkcji ciepła.

Tymczasem zarząd Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa (PGNiG) zamierza powstrzymać spadek wydobywania polskiego gazu poprzez rozpoczęcie eksploatacji małych złóż gazu ziemnego. Dotyczy to złóż gazu o zasobach od kilkunastu do kilkudziesięciu milionów metrów sześciennych. Ponieważ budowa gazociągu dla tak małych złóż jest nieopłacalna (przewidywany krótki czas eksploatacji), wydobywany gaz byłby skraplany, a następnie – jako gaz skroplony (LNG) – transportowany cysternami i w miejscu odbioru poddawany regazyfikacji. Potrzebne do tego urządzenia nie są bardzo kosztowne, a mobilność instalacji do skraplania pozwalałaby na jej łatwe przenoszenie po wyeksploatowaniu złoża. Powstaje więc pytanie, czy ta droga zwiększenia wydobywania gazu przez PGNiG nie spowoduje upadku koncepcji budowy elektrowni hybrydowych wiatrowo-gazowych.

**Prof. zw. dr hab. inż. Ireneusz Soliński**  
**Dr inż. Jacek Ostrowski, Dr Bartosz Soliński**  
**AGH w Krakowie**

Artykuł opracowano w ramach prac statutowych AGH nr umowy: 11.11.1000.275.

# Biogaz

**Andrzej Barczyński**

Środowisko gazownicze powinno zrewidować swoje stanowisko względem biogazu i traktować go nie jak paliwo konkurencyjne, ale jak jeden ze sposobów dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego.

Wśród krajów europejskich największe doświadczenie w budowie biogazowni mają Niemcy, Skandynawia i Holandia. W Niemczech zbudowano dotychczas około 45 tys. takich instalacji, natomiast w Polsce działa tylko 120 biogazowni. W dodatku tylko kilka z nich to klasyczne biogazownie wykorzystujące surowce i odpady rolne oraz poprodukcyjne z przemysłu spożywczego. Reszta to instalacje na wysypiskach śmieci i przy oczyszczalniach ścieków. Problemy z surowcem i zapewnieniem jego ciągłych dostaw to główne ryzyko inwestycyjne przy tego typu projektach i jeden z najważniejszych powodów, dla których nie obserwujemy jeszcze w Polsce prawdziwego boomu biogazowego. Im większa bowiem jest biogazownia, tym bardziej opłacalna. Dlatego większość krajowych inwestorów chce budować duże instalacje, o mocy od 1,5 do 2 MW (czyli od około 150 do 200 m<sup>3</sup>/h w przeliczeniu na gaz ziemny grupy E). Taki obiekt potrzebuje jednak olbrzymich ilości surowca. W przypadku kiszonki kukurydzy to aż 38 tys. ton w skali roku, do czego potrzeba kilkuset hektarów pola obsianych tą rośliną. Barię dla rozwoju biogazowni jest również to, że spalając biogaz na miejscu, nie opłaca się wytwarzać z niego tylko energii elektrycznej. Staje się to opłacalne jedynie wtedy, gdy produkuje się jednocześnie i prąd, i ciepło. Z tak wytworzoną energią cieplną trzeba jednak coś zrobić. W wielu przypadkach jest to problem, bo biogazownie powstają na ogół na terenach wiejskich, na których najczęściej nie ma jak w pełni zagospodarować wyprodukowanego w tych instalacjach ciepła.

W ostatniej nowelizacji prawa energetycznego jest zapis dopuszczający możliwość zasilania gazem pochodzącym z biogazowni sieci gazowych, co pozwala różnicować wykorzystanie energii z biogazowni i dostosowywać ich profil do lokalnych potrzeb energetycznych.

W związku z tym obecnie można wyróżnić następujące sposoby wykorzystania biogazowni:

- bezpośrednie spalanie w urządzeniach cieplnych (kotły, piece przemysłowe),
- wytwarzanie energii elektrycznej (silnik gazowy z generatorem prądu),
- wytwarzanie energii chłodniczej,

# – wyzwanie dla operatorów dystrybucji gazu

- produkcja energii w skojarzeniu (kogeneracja, trigeneracja),
- uzdatnianie biogazu do parametrów gazu rozprowadzanego w sieci dystrybucyjnej,
- dodawanie biogazu do rozprowadzanego w sieci dystrybucyjnej w stosunku zapewniającym jego wymiennosc.

W niniejszym artykule ograniczono się do omówienia wyłącznie sposobu polegającego na wprowadzaniu do dystrybucyjnej sieci gazowej biogazu uzdatnionego do parametrów gazu rozprowadzanego w tej sieci.

również wymagania podane w PN-C-04752: 2002 oraz w rozporządzeniu ministra gospodarki, pracy i polityki społecznej.

Jakość wymienionych rodzajów gazu ziemnego powinna być taka, aby w sieci gazowej nie zachodziły zjawiska powodujące:

- niszczenie materiału, z których są wykonane elementy sieci gazowej (zjawiska erozji, abrazji i korozji wywołane nadmierną zawartością pyłu, tlenu, siarkowodoru, ditlenku węgla i pary wodnej);

Tabela 1. Wymagania jakościowe wg normy PN-C-04753:2002 dla gazów ziemnych dostarczanych odbiorcom z sieci rozdzielczej

Wielkość charakteryzująca jakość gazu ziemnego	Jednostka podgrupa	Wymagane wartości grupa E		
		Ls	Lw	
Górna liczba Wobbego: wartość nominalna	MJ/m <sup>3</sup>	35,0	41,5	50,0
Dopuszczalny zakres zmienności		32,5–37,5	37,5–45,0	45,0–54,0
Ciepło spalania nie mniejsze niż	MJ/m <sup>3</sup>	26,0	30,0	34,0
Wartość opałowa nie mniejsza niż	MJ/m <sup>3</sup>	24,0	27,0	31,0
Zawartość siarkowodoru nie większa niż	mg/m <sup>3</sup>	7,0	7,0	7,0
Zawartość par rtęci nie większa niż	µg/m <sup>3</sup>	30	30	30

Dotychczas środowisko gazownicze uważało biogaz za paliwo konkurencyjne dla gazu ziemnego. Ten sposób myślenia należy zmienić. Okazuje się bowiem, że biogaz może być jednym ze sposobów dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego.

## WYMAGANIA DLA GAZU W DYSTRYBUCYJNEJ SIECI GAZU ZIEMNEGO

### Wymagania jakościowe

Aby biogaz mógł być w sposób bezpośredni wprowadzony do sieci gazowej musi zostać poddany procesowi uzdatniania w celu uzyskania jakości zgodnej z polskimi przepisami. W Polsce obecnie są rozprowadzane trzy rodzaje gazu ziemnego:

- wysokometanowy grupy E,
- zaazotowany podgrupy Lw,
- zaazotowany podgrupy Ls.

Właściwości tych rodzajów gazu ziemnego podane są w normie PN-C-04753: 2002 [7]. Ponadto, należy spełnić

- zmniejszenie drożności gazociągów, armatury i urządzeń technologicznych, wywołane kondensacją pary wodnej, kondensacją węglowodorów, tworzeniem się hydratów i pyłów.

Z normy PN-C-04752: 2002 [6] można wymienić następujące wymagania jakościowe:

- zawartość tlenu – maks. 0,2% (mol/mol);
- temperatura punktu rosy przy ciśnieniu 5,5 MPa:
  - w okresie letnim: + 3,7°C (0,16 mg /m<sup>3</sup>)
  - w okresie zimowym: -5,0°C (0,1 mg /m<sup>3</sup>)

W tabeli 1 podano dodatkowe wymagania jakościowe wynikające z normy PN-C-04753: 2002 i dotyczące dopuszczalnego wahania liczby Wobbego, ciepła spalania, wartości opałowej oraz zawartości siarkowodoru i rtęci dla różnych rodzajów gazu ziemnego.

Ponadto, należy uwzględnić również wymagania wynikające z zapisów rozporządzenia ministra gospodarki, pracy i polityki społecznej dotyczące dopuszczalnej zawartości siarki całkowitej i stopnia nawonienia gazu, tzn.

- zawartość siarki całkowitej nie powinna przekraczać 40,0 mg/m<sup>3</sup>;

- intensywność zapachu gazu powinna być wyczuwalna w powietrzu po osiągnięciu stężenia:
  - a) 1,5 % V/V – dla gazu ziemnego podgrupy Ls
  - b) 1,0 % V/V – dla gazu ziemnego podgrupy Lw i grupy E

### Wymagania techniczne związane z przyłączeniem do sieci gazowej

Zgodnie z art. 7 ust. 8 ustawy „Prawo energetyczne” za przyłączenie źródeł współpracujących z siecią pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację, tzn. wszystkie koszty związane z wprowadzeniem biogazu do sieci dystrybucyjnej ponosi dostawca biogazu.

Dotyczy to przede wszystkim budowy następujących elementów sieci:

- gazociągu od biogazowni do sieci rozdzielczej,
- instalacji do nawaniania gazu,
- tłoczni gazu (ciśnienie gazu w punkcie odbioru powinno być nieco wyższe od ciśnienia panującego w danej sieci dystrybucyjnej, tzn. 0,4 lub 0,5 MPa),
- układu pomiarowego,
- urządzenia do ciągłej rejestracji jakości gazu, np. wobbo-mierz.

Podczas produkcji biogazu występują wahania jego składu chemicznego oraz wielkości produkcji. Ponadto, okresowo mogą pojawiać się zwiększone ilości składników mogących mieć negatywny wpływ na rurociągi i urządzenia stosowane do transportu gazu, np. na gazociągi. Wprowadzenie do sieci gazowej gazu niespełniającego warunków wymienności może spowodować duże zagrożenie dla zdrowia i życia odbiorcy gazu ze względu na zachodzące zjawiska podczas jego spalania, takie jak odrywanie lub przeskok płomienia od palnika, powstawanie tlenku węgla w spalinach itp. Dlatego wprowadzanie biogazu do dystrybucyjnej sieci gazowej powinno być stale kontrolowane, np. poprzez pomiar wartości liczby Wobbego, okresowe sprawdzanie zawartości

składników mogących mieć negatywny wpływ na stan techniczny gazociągu lub innych urządzeń służących do transportu, np. reduktorów, i odbioru gazu. Ponadto zwraca się uwagę, że ilość biogazu możliwa do wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej zależeć będzie od zapotrzebowania gazu w danym punkcie zasilania, które zmienia się w zależności od pory dnia i roku.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami, producent biogazu powinien wystąpić do operatora dystrybucyjnego o wydanie warunków przyłączenia i po ich zaakceptowaniu podpisać umowę o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej oraz uzyskać od spółki obrotu zapewnienie odbioru gazu. Producent biogazu może również skorzystać z zasady TPA, o ile ma potencjalnego odbiorcę gazu w obszarze sieci dystrybucyjnej. W takim przypadku, korzystając z sieci danego operatora, może przesłać gaz do wskazanego odbiorcy. Zgodnie z obowiązującymi przepisami, operator systemu dystrybucyjnego nie może odmówić wykonania usługi dystrybucyjnej, o ile ma możliwości przesyłowe danej sieci gazowej.

### PRZYKŁAD INSTALACJI DO UZDATNIANIA BIOGAZU DO JAKOŚCI GAZU ROZPROWADZANEGO W SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

W Tilburgu (Holandia) do sieci dystrybucyjnej włączany jest biogaz pochodzący z wysypiska śmieci. Uzyskanie wymienności gazu wysypiskowego z gazem rozprowadzanym w miejskiej sieci rozdzielczej (gaz ziemny zaazotowany podgrupy Lw) wymagało wybudowania odpowiedniej instalacji, w której biogaz poddawany jest następującym procesom technologicznym:

- odsiarczaniu;
- usuwaniu dwutlenku węgla;
- osuszaniu;
- eliminacji chlorowcowęglowodorów.

Tabela 2. Skład gazu surowego, uzdatnionego gazu wysypiskowego i gazu ziemnego rozprowadzanego w sieci rozdzielczej

Składnik	Gaz wysypiskowy		Gaz ziemny rozprowadzany w sieci rozdzielczej miasta (% obj.)
	surowy (% obj.)	uzdatniony (% obj.)	
CH <sub>4</sub>	58	89	81,3
CO <sub>2</sub>	34	2 do 3	0,89
N <sub>2</sub>	6	8 do 9	14,35
H <sub>2</sub> O	1,5	punkt rosy -10°C	punkt rosy zgodnie z normą
węglowodory chlorowcopochodne	0,01	0,004	–
O <sub>2</sub>	0,3	0,5	0,01
H <sub>2</sub> S	0,005	0,001	–
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	–	–	2,85
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	–	–	0,37
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	–	–	0,14
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	–	–	0,04
wyższe węglowodory	–	–	0,05



Na zamieszczonym schemacie przedstawiono instalację do uzdatniania gazu wysypiskowego do parametrów gazu ziemnego rozprowadzanego w sieciach rozdzielczych.

Gaz surowy sprężany jest z ok. 75 mbar do 10 bar za pomocą sprężarki śrubowej z wtryskiem oleju. Wtrysk oleju ma potrójny cel: smarowanie, chłodzenie i ochronę przed korozją. Przy większych objętościach gaz spręża się wcześniej w dmuchawie do ok. 0,5 bar. Związki siarki w rodzaju siarkowodoru i merkaptanów usuwa się z gazu przez absorpcję dwutlenku węgla, aby te zanieczyszczenia nie były emitowane do atmosfery w procesie desorpcji CO<sub>2</sub>, powodując zanieczyszczenie środowiska. Ze względu na to, że H<sub>2</sub>S powinien być usunięty z gazu całkowicie, a CO<sub>2</sub> tylko częściowo, nie stosuje się wspólnego usuwania obydwu tych składników. Dla usunięcia niewielkich ilości H<sub>2</sub>S zawartych w gazie wysypiskowym stosuje się prosty sposób suchego odsiarczania na tlenkach żelaza. Siarka z gazu wiązana jest na nich w postaci siarczku, który następnie, dzięki tlenowi zawartemu w gazie, zostaje utleniony do siarki elementarnej. Instalacja składa się z dwóch adsorberów pracujących na zmianę. Przewidywany czas pracy jednego wsadu adsorbera wynosi ok. pół roku. Do usuwania CO<sub>2</sub> z gazu wybrano metodę wymywania wodą w płuczce wodnej. Jej zaletą jest niskie zużycie energii, niezawodność rozpuszczalnika, jego dostępność, prostota procesu technologicznego i jego regulacji. Chociaż próby z absorpcją zmiennie-ciśnieniową dały dobre wyniki, nie uznano tej metody – z uwagi na niekorzystne wskaźniki ekonomiczne – za właściwą dla tego procesu. Dwutlenek węgla absorbuje się w płuczkach ciśnieniowych za pomocą wody (absorbery), która przepływa w przeciwnym kierunku do gazu przez pierścienie wykonane z tworzyw sztucznych. Absorpcja przebiega w temperaturze otoczenia, pod ciśnieniem 10 bar. Z kolei ciśnienie wody ulega obniżeniu do 4 bar, przy którym następuje desorpcja rozpuszczonego w niej metanu. Zawracany jest on do wlotu kompresora. Ciśnienie wody ulega dalszemu obniżeniu do ciśnienia atmosferycznego. W tym etapie wydziela się praktycznie sam dwutlenek węgla, który wykorzystuje się do regeneracji adsorberów usuwających z gazu chlorowcopochodne albo do przedmuchania przewodu pochodni. Następnie woda wpływa od góry do strippera, w którym usuwany jest resztkowy dwutlenek węgla do poziomu równowagi z CO<sub>2</sub> znajdującym się w powietrzu. Równocześnie w stripperze, który pracuje jako chłodnia kominowa, zostaje schłodzona woda zasilająca pompy cyrkulacyjne zawierające ją na górną część adsorbera. Przewidywana do usunięcia ilość CO<sub>2</sub> regulowana jest przez dopływ wody do adsorbera. Regulacji tej dokonuje się przy użyciu przyrządu pomiarowego do określania liczby Wobbego (wobbomierz). Pomiaru dokonuje się na wylocie gazu z instalacji uzdatniania przed zbiornikiem wyrównawczym. Przepustowość płuczki wodnej zależy od trzech parametrów: ilości gazu wysypiskowego, zawartości azotu i temperatury wody. Ostatni parametr jest funkcją temperatury otoczenia i ilości wody cyrkulacyjnej i nie jest regulowany automatycznie. Po absorpcji dwutlenku węgla gaz przechodzi do instalacji osuszania, realizowanego za pomocą TEG (glikol trójetylenowy). TEG jest regenerowany przez ogrzewanie i rozprężanie. Po schłodzeniu zawraca się go do adsorbera. W gazie wysypi-

skowym wahania zawartości chlorowcowęglowodorów są bardzo duże. W płuczce wodnej wymywa się tylko nieznaczoną ich część. Do pełnego usunięcia służy adsorber wypełniony węglem aktywnym. Stosowana technologia przewiduje dwa adsorbery, przemiennie regenerowane podgrzanym gazem zawierającym CO<sub>2</sub>. Cykl zmieniany jest automatycznie co 24 godziny. Włączony na końcu ciągu technologicznego zbiornik buforowy wyrównuje liczbę Wobbego, nim gaz zostanie ostatecznie zbadany za pomocą chromatografu. Wahania te są następstwem bezwładności regulacji płuczki wodnej. W trakcie uzdatniania gazu regulowana jest tylko zawartość dwutlenku węgla. Wynik analizy chromatograficznej decyduje o tym, czy gaz może być wprowadzony do sieci rozdzielczej, czy musi być spalony w pochodni. Należy zwrócić uwagę, że liczba Wobbego, jako miernik wydajności cieplnej danego gazu, nie jest jedynym kryterium wymienności gazów o różnych składach. Badania wykazały, że decyduje o tym również proces spalania gazu. Dlatego jednym z kryteriów wymienności gazów w tym przypadku jest zawartość azotu w gazie (azot w gazie wysypiskowym jest następstwem zassania powietrza przy wymuszonym czerpaniu gazu ze złoża). Jednak konieczność ograniczenia stężenia azotu w surowym gazie wysypiskowym powoduje zmniejszenie produkcji tego gazu ze składowiska śmieci.

Przykładowy skład gazu surowego, uzdatnionego gazu wysypiskowego i gazu ziemnego rozprowadzanego w sieci rozdzielczej podano w tabeli 2.

Powyższe uwagi dotyczyły wymagań związanych z utrzymaniem jakości gazu. Oprócz tego należy zwrócić uwagę na kilka innych aspektów związanych z regulacją pracy instalacji, a mianowicie:

- ciśnienie gazu powinno być równe ciśnieniu panującemu w sieci rozdzielczej + opory gazociągu doprowadzającego gaz do sieci rozdzielczych;
- ciśnienie wody w płuczkach wodnych nie może być mniejsze niż 10 bar;
- centralną regulację wielkości produkcji (komponentem wiodącym jest tutaj azot – w celu zachowania wymienności z gazem rozprowadzanym w sieci rozdzielczej miasta);
- indywidualną regulację wydajności każdej studni;
- optymalizację zużycia energii.

Przedstawiona instalacja o początkowej wydajności 1000 m<sup>3</sup>/h i docelowej 2000 m<sup>3</sup>/h okazała się inwestycją ekonomicznie uzasadnioną, której nakłady zwróciły się po około pięciu latach.

\* \* \*

Środowisko gazownicze powinno zrewidować swoje stanowisko względem biogazu i traktować go nie jak paliwo konkurencyjne, ale jak jeden ze sposobów dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego.

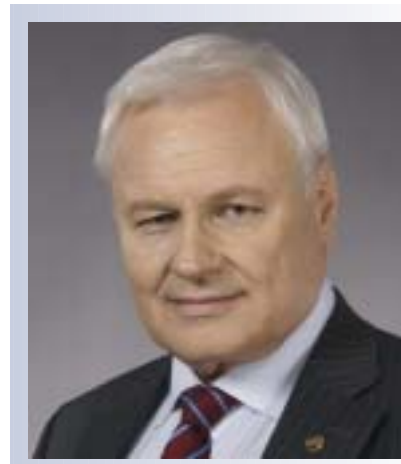
Jedną z możliwości wykorzystania biogazu może być wprowadzanie biogazu bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, po uprzednim jego uzdatnieniu do parametrów jakościowych gazu rozprowadzanego w tej sieci. ■

**Dr Andrzej Barczyński**  
WSG Sp. z o.o. w Poznaniu

# Optymalizujemy rozwój OZE

Rozmowa

z **dr. hab. inż. Andrzejem Kraszewskim**, ministrem środowiska



Stan OZE w Polsce jest podobny do stanu wałów przeciwpowodziowych. Gdy zwiększy się zapotrzebowanie na energię elektryczną, grożą nam *blackouty* – powiedział prof. Krzysztof Żmijewski podczas Europejskiego Kongresu Gospodarczego. Czy rzeczywiście jest aż tak źle?

Stan wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce jest pod kontrolą. Jednym z celów polityki państwa jest wspieranie wykorzystania odnawialnych zasobów energii, umożliwiające uzyskanie 7,5-procentowego udziału energii pochodzącej z tych źródeł w bilansie energii pierwotnej w 2010 r. oraz zwiększenie udziału w bilansie energii finalnej do 15% w 2020 r. Dla rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii istotne znaczenie ma pakiet energetyczno-klimatyczny, będący wynikiem realizacji konkluzji Rady Europejskiej z marca 2007 r. Zestawienie unijnych aktów prawnych ma na celu redukcję emisji gazów cieplarnianych do 2020 r. o 20% w stosunku do poziomu emisji z 1990 r., przy jednoczesnym zwiększeniu udziału energii ze źródeł odnawialnych w finalnej konsumpcji o 20%, poprawie efektywności wykorzystania energii o 20%, jak również zwiększenie udziału biopaliw w ogólnej konsumpcji paliw transportowych co najmniej o 10%.

Polska wypełnia swoje zobowiązania również w zakresie zastosowania biopaliw w transporcie, zgodnie z dyrektywą 2003/30/WE z 8 maja 2003 r. w sprawie promowania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odna-

wialnych. Wszystkie te cele wymagają podjęcia intensywnych działań i zastosowania prawno-ekonomicznych instrumentów wsparcia.

Zgodnie z dokumentem rządowym pn. *Prognoza wypełniająca dyspozycję art. 4 ust. 3 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych*, Polska w 2020 roku osiągnie wymagany cel główny 15-procentowego udziału energii ze źródeł odnawialnych w bilansie energii finalnej brutto. Zawarte w dyrektywie cele pośrednie dla Polski określają udział energii ze źródeł odnawialnych w poszczególnych latach na następującym poziomie: 2012 r. – 8,76%, 2014 r. – 9,36%, 2016 r. – 10,44%, 2018 r. – 11,88%.

Obecny stan, zgodnie z danymi GUS, w krajowym bilansie odnawialnych nośników energii dla lat 2006–2008 wykazuje stały wzrost energii ze źródeł odnawialnych w stosunku do jej udziału w ogólnej ilości energii pierwotnej, np. w 2006 roku pozyskano łącznie 210 555 TJ energii odnawialnej, co stanowiło 6,5% (3253 PJ), w 2007 roku pozyskano 215 374 TJ, co stanowiło 7,1% (3040 PJ), a w 2008 roku 228 277 TJ, co stanowiło 7,7% ogólnej ilości (2982 PJ) pozyskanej energii pierwotnej.

Takim „kręgosłupem” determinującym kształt przyszłości polskiego sektora energetyki odnawialnej miał być „Plan działań na rzecz OZE” (tzw. *Action Plan*). Prace nad projektem dokumentu

zostały zakończone. Plan pozostawia wiele do życzenia. Wprawdzie KPD koncentruje się na zagadnieniach będących w gestii ministra gospodarki, ale bez współdziałania pana resortu wdrażanie KPD będzie chyba niemożliwe?

Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, wynikający z dyrektywy 2009/28/WE, ma na celu wskazanie ścieżki prowadzącej do osiągnięcia 15-procentowego udziału energii ze źródeł odnawialnych w 2020 r. Ministerstwo Środowiska również zgłosiło propozycje zmian do przedmiotowego dokumentu, m.in. w obszarach gospodarki odpadami – zagadnień dotyczących biomasy z odpadów komunalnych, ocen oddziaływania na środowisko – potrzebę wykonania strategicznej oceny oddziaływania na środowisko przedmiotowego dokumentu, prawa geologicznego, zwłaszcza udziału energii elektrycznej pochodzącej z wód geotermalnych.

Przedstawiony do konsultacji dokument wymaga wprowadzenia zmian i obecnie trwają intensywne prace międzyresortowe nad doprecyzowaniem poszczególnych zagadnień. Po zakończeniu uzgodnień Krajowy Plan Działania, zatwierdzony przez Komitet ds. Europejskich, do końca sierpnia 2010 r. zostanie przekazany do Komisji Europejskiej.

W ramach przyjętego przez Unię Europejską pakietu energetyczno-klimatycznego Polska ma do zrealizowania ambitny cel w zakresie udziału energii pochodzą-

**cej z odnawialnych źródeł w końcowym bilansie zużycia energii. Z 9 proc. w roku 2010 musi zwiększyć udział OZE do 15 proc. w roku 2020. Wypełnienie tego wymogu może nie będzie łatwe. Czasu jest niewiele, a bariery hamujące rozwój zielonej energetyki ciągle piętrzą się przed potencjalnymi inwestorami...**

Rolą rządu jest podejmowanie działań zmierzających do znoszenia barier. Nie należy demonizować barier, które nie uniemożliwiają samej realizacji inwestycji, a ewentualnie wydłużają czas realizacji planowanego przedsięwzięcia.

Dostrzegając korzyści płynące z rozwoju OZE, rząd podejmuje działania zmierzające do zwiększenia wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych i nadania dynamiki realizowanym projektom. Priorytet dla spraw związanych z energetyką odnawialną znalazł wyraz w przyjętej 10 listopada 2009 r. „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku”, gdzie rozwój wykorzystania OZE określono jako jeden z sześciu podstawowych kierunków polskiej polityki energetycznej.

Wprowadzony w Polsce 1 października 2005 roku system wsparcia dla produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, będący formułą zielonych certyfikatów, jest mechanizmem rynkowym sprzyjającym optymalnemu rozwojowi energetyki odnawialnej. Ocena działania tego systemu wskazuje, iż jest to rozwiązanie korzystne dla inwestorów, dające istotny impuls dla nowych inwestycji, a tym samym dla rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii, co w konsekwencji, jak wskazują obserwacje rynku, przekłada się na wzrost mocy zainstalowanej źródeł wykorzystujących zasoby odnawialne i wzrost produkcji energii elektrycznej w tych źródłach.

Nowelizacja ustawy „Prawo energetyczne” wprowadza nowe regulacje dotyczące OZE, na przykład instrument wsparcia w postaci skorelowania systemu promocji biogazu rolniczego z dotychczas funkcjonującym systemem świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w OZE.

W perspektywie 2020 roku jednym z najważniejszych źródeł energii odnawialnej będzie biomasa. Zatem przewiduje się przede wszystkim jej lokalne

wykorzystanie w ramach tzw. generacji rozproszonej, w małych jednostkach kogeneracyjnych. Preferowane będą wysokosprawne technologie, takie jak zgazowanie biomasy. W tym celu został przygotowany dokument „Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010–2020”, który zakłada, iż w każdej polskiej gminie do 2020 roku powstanie – średnio – jedna biogazownia wykorzystująca biomasę pochodzenia rolniczego (przy założeniu istnienia optymalnych warunków do uruchomienia takich przedsięwzięć).

Resort środowiska tworzy przepisy prawne stanowiące podstawę dla działań inwestorów zainteresowanych budową inwestycji z zakresu odnawialnych źródeł energii. Powołanie Generalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska, odpowiedzialnej m.in. za realizację ustawy z 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, usprawnia dokonywanie ocen oddziaływania na środowisko, eliminuje opóźnienia w procesie wydawania decyzji administracyjnych i przyspiesza realizację inwestycji również w zakresie odnawialnych źródeł energii. Trwają również prace nad projektem „Standaryzacja ocen oddziaływania na środowisko w procesach inwestycyjnych w energetyce wiatrowej”, w ramach którego zostaną opracowane wytyczne w sprawach procedury oceny oddziaływania na środowisko dla elektrowni wiatrowych.

**Słyszysz opinie, że 20-procentowy cel redukcyjny zostanie zamieniony na 30-procentowy. Ale trzeba mieć świadomość, że na 30 proc. się nie skończy. Już teraz pojawiają się głosy o minimum 80-procentowej redukcji emisji CO<sub>2</sub>. Czy damy radę?**

Ewentualna decyzja Unii Europejskiej odnośnie do zwiększenia zobowiązań redukcyjnych z 20 do 30% będzie miała istotne znaczenie zarówno dla UE jako całości, jak i poszczególnych państw członkowskich. Może ona mieć duży wpływ na gospodarkę UE i jej konkurencyjność zarówno w skali regionalnej, jak i globalnej. Dlatego decyzja ta musi być poprzedzona szczegółową analizą propozycji zobowiązań innych stron, jak również anali-

zując skutków gospodarczych i ekonomicznych dla UE, z uwzględnieniem wpływu takiej decyzji na poszczególne kraje członkowskie.

Komisja Europejska przedstawiła komunikat, według którego UE powinna pilnie podwyższyć swój cel redukcyjny. Podstawowym elementem uzasadniającym przejście na cel wyższy niż 20% jest cena uprawnień do emisji. Według KE, cena ta powinna być nie niższa niż 30 EUR. To też może oznaczać, że cel redukcyjny ma służyć jako mechanizm kreowania ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, co w konsekwencji może oznaczać potrzebę podniesienia celu redukcyjnego nawet ponad 30%. Takie podejście ignoruje również zasadę obniżania emisji przy najniższym koszcie. Bez prowadzenia szczegółowych analiz wiadomo, że oznacza to koszty dla UE – wzrost kosztów produkcji oraz – co za tym idzie – wzrost cen towarów. Zobowiązanie takie nie ma sensu, jeżeli tylko UE przyjmie na siebie zaostrzone obowiązki redukcyjne. Nie pozwoli to osiągnąć zamierzonego efektu w postaci powstrzymania wzrostu temperatury. Natomiast drastycznie zmniejszy konkurencyjność krajów UE i wpłynie na zahamowanie ich wzrostu gospodarczego. Komunikat odchodzi od dotychczasowych konkluzji Rady w sprawie warunkowości podwyższenia celu redukcyjnego (porozumienie globalne, porównywalność wysiłków, analiza skutków), a tym samym zmienia dotychczasową politykę klimatyczną UE.

Aby UE mogła zobowiązać się do 30-procentowej redukcji, muszą być spełnione trzy kluczowe warunki: po pierwsze, musi dojść do globalnego, wiążącego prawnie, porozumienia z udziałem największych emitentów, tj. USA, Chin i Indii. Po drugie, wiążące zobowiązania poszczególnych krajów w ww. porozumieniu muszą być porównywalne. Porównywalność musi być mierzona nie tylko pod względem ilości, ale także pod względem wpływu na gospodarkę państw konkurencyjnych z UE na różnych rynkach światowych. I wreszcie analiza wpływu wyższego celu (*Impact Assessment*) musi przedstawić racjonalność decyzji podwyższenia redukcji do 30% – korzyści muszą znacznie przewyższać koszty tej decyzji.

Rozmawiała  
**Krystyna Forowicz**

# Efektywny rynek gazowy

## – warunki i regulacje

Marcin Krupa, Andrzej Sikora

Rynek gazu ziemnego, aby był efektywny, musi spełniać pewne wymagania i to niezależnie od rodzaju występującego otoczenia konkurencyjnego w sektorze gazowym danego kraju. Szczególnie w UE istotnym jego elementem są konieczne formy regulacji. W sektorze gazowym różnią się one w znacznym stopniu pomiędzy poszczególnymi krajami OECD, od podejścia niemalże bez ingerencji instytucji regulujących do bardzo szczegółowego i wnikliwie uregulowanego rynku.

### GŁÓWNE CELE POLITYKI TARYFOWEJ

Efektywność produkcyjna oznacza, że usługa transportowa jest świadczona przy najniższych możliwych kosztach zgodnie z wymaganą jakością usługi. To kluczowy cel przy ustalaniu taryf przesyłowych. Aby osiągnąć cele taryf przesyłowych należy:

- zapewnić możliwie największe wykorzystanie systemu gazociągowego, ponieważ koszty marginalne związane z wykorzystaniem sieci są bardzo niskie (większość kosztów to tzw. koszty zatopione (*sunk cost*), związane z wybudowaną infrastrukturą; trzeba je ponieść niezależnie od tego, czy system jest wykorzystywany czy nie),
  - stworzyć zachęty dla dostawców usług przesyłowych do wykorzystywania i utrzymywania systemów gazociągowych przy niskich kosztach, z zachowaniem wymaganego poziomu usług,
  - zachęcać do rozwijania systemu, ale tylko wówczas, gdy przyrostowe korzyści z rozbudowy sieci przewyższają koszty związane z ekspansją.
- Efektywność alokacji oznacza, że taryfy dla użytkowników powinny odzwierciedlać koszty dostarczanych usług. Jeśli tak jest, to koszty usług przesyłowych są równe wartości tych usług

dla użytkowników. Jeśli jednak taryfa jest wyższa/niższa od kosztów, zniechęca/zachęca to do wykorzystania przesyłu oraz zmniejsza/zwiększa liczbę realizowanych usług transportowych niezależnie od ekonomicznego uzasadnienia tych dostaw.

Odpowiedni poziom przychodów jest najważniejszym elementem dla dostawców usług przesyłowych. Muszą oni bowiem uzyskać dostateczne przychody w celu osiągnięcia swej dopuszczalnej stopy zwrotu. Jest to istotny zapis z punktu widzenia osiągnięcia celów efektywności ekonomicznej, które gwarantują realizację tych celów. Z drugiej jednak strony, nacisk na osiągnięcie dostatecznego przychodu może prowadzić do wprowadzenia taryf, które nie będą efektywne ekonomicznie.

### PROCEDURA BUDOWY TARYFY

Regulacja krajowych taryf gazowych oparta jest na założeniu, że gazociągi są często naturalnymi monopolami, przez co wymagają pewnych form kontroli zewnętrznych w celu regulacji taryf i dostępu, wyznaczanych poprzez siły rynkowe i negocjacje, jednak w praktyce krajów wysoko rozwiniętych także poprzez pewne formy kontroli zewnętrznej, która ostatecznie nadzoruje proces budowy taryfy. Sto-

pień przejrzystości szczegółowych procesów krajowych znacznie się różni, dlatego w celu budowy krajowych taryf przesyłowych stosowane są odmienne procedury.

W pierwszym etapie ustalony jest ogólny dochód z taryfy operatora systemu przesyłowego.

W drugim etapie konieczne jest zbudowanie procedury rozmieszczenia kosztów pomiędzy poszczególnymi użytkownikami systemu. Główną metodą ustalania taryf dla krajów UE jest metoda kosztowa. W tej metodzie taryfy są określane na podstawie ponoszonych przez OSP kosztów przesyłu gazu. Zawierają one koszty pochodzące od nakładów inwestycyjnych w sieci gazociągów, włączając w to zarówno finansowanie oraz pewien poziom zysków, jak i koszty operacyjne obejmujące głównie tłoczenie/sprężanie gazu.

Koszty całkowite są zwykle określane przez regulatora lub negocjowane z OSP.

Ostatnio częściej stosowaną metodą jest metoda taryfikacji proefektywnościowej, która skłania do ustalania taryf docelowych na poziomach zachęcających OSP do tego, aby były bardziej efektywne oraz do cięcia kosztów poprzez zgodę na zatrzymanie dodatkowych zysków.

W praktyce różnice odnoszące się do istniejących gazociągów przesyłowych są raczej niewidoczne. Koszty stałe związane z inwestycjami są zdecydowanie największe – dominują w całkowitej strukturze kosztów (traktowane w sposób standardowy) i dość trudno doszukać się wpływu wmontowanych zachęt na zasadnicze obniżenie kosztów całkowitych. Urzędy regulacyjne skupiają się zatem na regulacjach nowych inwestycji oraz sposobie, w jaki sposób nowe instalacje mają być uwzględnione w regulowanej bazie aktywów.

Procedura ustalania taryfy zależy głównie od tego, czy kraj ma ustanowioną specjalną agencję regulacyjną dla sektora gazowego czy nadzór sprawuje bezpośrednio rząd. Zależy ona także od tego, do jakiego stopnia kontrakty przesyłu mogą być negocjowane pomiędzy stronami (tj. w przypadku nowych łączy dla nowej infrastruktury). Obecnie agencje regulacyjne występują w większości państw UE. Niektóre są jeszcze na relatywnie wczesnym etapie rozwoju, dlatego mają ograniczoną niezależność. W niektórych ważnych krajach tranzytowych przesył gazu jest regulowany przez umowy międzyrządowe, które przeważnie pomijają krajowe agencje regulacyjne.

Metodologia ustalania zarówno taryf przesyłowych, jak i tranzytowych, jest dwustopniowa i obejmuje:

- a) kalkulację dozwolonych kosztów całkowitych dla zarządzania systemem, w celu określenia wymaganych przychodów,
- b) rozdzielenie tych kosztów między poszczególnych użytkowników.

Całkowity wymagany przychód jest podstawowym elementem każdej procedury budowy taryfy. Jest to przychód, który pokrywa wszystkie koszty operacyjne wraz z zyskiem obliczanym jako dopuszczalna stopa zwrotu z majątku operacyjnego.

Istotą taryf dla krajowych systemów gazociągów jest regulowana wartość aktywów firmy (*regulated asset value – RAV*), obliczana zgodnie z zasadami regulatora danego kraju i uzgadniana przez właściwy organ regulatora z OSP. Ta wartość wynika z wartości aktywów oszacowanych na początku, kiedy proces ustalania taryf był wprowadzany, a do której następnie może być dołączona zatwierdzona nowa infrastruktura. Taka nowa inwestycja jest zazwyczaj dołączona do bazy aktywów wraz z całkowitymi kosztami i nie powoduje większych problemów metodologicznych.

Drugi etap ustalania regulowanych taryf wymaga podzielenia dopuszczalnych rocznych przychodów przez bieżące przesyły gazu w celu uzyskania taryf jednostkowych. Aby zapewnić stabilną strukturę dla przesyłu i handlu gazem, przyjęte jest, by opierać wylicze-

nia taryf na prognozach przesyłu gazu na okres jednego roku lub kilku najbliższych lat, a następnie dopasowywać przychody OSP w dół lub górę na podstawie znanych aktualnych wielkości przesyłu.

Taryfy są zwykle podzielone na opłatę za moc przesyłową (*capacity charge*) i opłatę za wykonany przesył (*commodity charge*).

Opłaty za wykonany przesył są stosunkowo niewielkie i obliczane w prosty sposób.

Tradycyjna procedura opiera się na standardowej procentowej stawce od wartości przesłanego gazu (np. 2% za 1000 km). Wartość ta rekompensuje główne koszty operacyjne związane z zużyciem energii na przesył gazu. Takie rozwiązanie preferencyjnie traktuje przesył dalekiego zasięgu w stosunku do transportu na krótkie dystanse, ale zaburzenie jest niewielkie i trudne do skorygowania.

Taryfy dotyczące mocy przesyłowych są ściśle połączone z procedurami rezerwowania przepustowości. Kolejne etapy procesu:

- użytkownik rezerwuje w określonych blokach przepustowość systemu odpowiadającą jego oczekiwanym potrzebom, które są dozwolone zgodnie z regułami dostępu do systemu;
- wstępna rezerwacja jest potwierdzana, zanim fizyczny przesył jest wymagany;
- użytkownik dokonuje przesyłu gazu przez system w ilościach odpowiadających lub różnych od zarezerwowanych przepustowości;
- na podstawie przyjętej procedury rozliczenia użytkownik płaci za przesłany gaz zgodnie z ustaloną taryfą i dodatkowo pokrywa inne płatności związane z kosztami transportu gazu w wielkościach wyższych lub niższych od pierwotnie zakontraktowanych przepustowości.

Proces staje się bardziej skomplikowany w przypadku wystąpienia rynków wtórnych dla zakontraktowanych przepustowości, ale podstawowe kroki nadal są bazową procedurą systemu. Główną cechą odróżniającą handel gazem od handlu innymi towarami jest to, że odbierany gaz w punkcie wyjścia przez kupujących nie jest nigdy tym samym, który został wpompowany

w punktach wejść (ale nie jest też możliwy do odróżnienia w systemie z ustalonym poziomem jakości) oraz że operatorzy systemów przesyłowych w przypadku nierównowagi popytu i dostaw gazu są zwykle zobligowani do wyrównywania różnic, a nie ograniczania przyływu do poszczególnych kupujących.

Przyczynami tego typu sytuacji mogą być:

- a) rozpoznawalność takich nierównowag tylko po wystąpieniu zjawiska,
- b) brak możliwości ograniczenia dostaw gazu do poszczególnych użytkowników, którzy w danym punkcie wyjścia mogą mieć różne kontrakty,
- c) brak możliwości zawieszenia dostaw, nawet jeżeli użytkownik może zostać zidentyfikowany i odsunięty, na przykład ze względów bezpieczeństwa lub z innych względów społecznych.

Zasady dostępu określone przez OSP mają istotne finansowe konsekwencje dla handlowców i powinny być zawarte jako główna część taryfy ustalonej przez każdego operatora systemu przesyłowego.

## TYPY TARYF

Występują dwa aspekty systemu taryfowego:

- rodzaj taryf, wśród których wyróżniamy:
  - taryfy dystansowe wejścia–wyjścia (*entry-exit*),
  - taryfy zryczałtowane (*postage-stamp*),
- rodzaj rezerwacji mocy (pojemności) przesyłowych, w których możliwe są kontrakty:
  - z punktu do punktu (*point to point*),
  - wejścia–wyjścia (*entry-exit*),
  - zryczałtowane (*postage-stamp*).

Na przykład zarówno w Irlandii, jak i w Wielkiej Brytanii występują taryfy typu wejście–wyjście, tj. opłata za usługę przesyłową jest sumą opłaty wejściowej i wyjściowej. Natomiast w Irlandii rezerwacja mocy jest z punktu do punktu, tj. użytkownicy zawierają kontrakty, które precyzują punkt początkowy i punkt końcowy, bez możliwości dokonywania jakichkolwiek zmian. W Wielkiej Brytanii obowiązuje rezerwacja mocy od wejścia do wyj-

ścia: użytkownicy zawierają oddzielne kontrakty pozwalające im wtłoczyć gaz w konkretnych punktach wejścia, bez względu na jego przeznaczenie, oraz pobierać gaz w konkretnych punktach wyjścia, niezależnie od jego punktu wejściowego.

W dystansowym systemie taryf całkowita opłata za przesył jest proporcjonalna do odległości pomiędzy punktem wtłoczenia i odbioru surowca. Zazwyczaj taryfa jest wyrażana w stosunku do zarezerwowanej mocy w euro lub dol. /m<sup>3</sup>/h/100 km/rok. W kilku krajach Europy Zachodniej opłaty zmieniają się w zależności od średnicy zastosowanego gazociągu. Opłata za rezerwację mocy musi być regulowana niezależnie od wykorzystania. Jedynym elementem odzwierciedlającym użytkowanie są koszty paliwa wykorzystywane do przesyłu gazu. Koszty przesyłu zależą więc od współczynnika wykorzystania. Taryfy dystansowe są najczęściej stosowane w systemach, w których gaz przesyłany jest w jednym kierunku na znaczną odległość wraz z kilkoma pośrednimi punktami odbioru. W Europie taryfy dystansowe były stosowane w wielu istotnych systemach, ale w ostatnim czasie są one często zastępowane taryfami wejście–wyjście, szczególnie do przesyłu wewnątrz kraju. Poza UE dystansowy system taryf jest standardem, chociaż zazwyczaj jest on przedstawiany w formie opłaty za przesył, a nie w formie opłaty za rezerwację mocy z uwagi na wysoki współczynnik wykorzystania tranzytowych sieci.

Zaletą dystansowego systemu taryf jest jego prostota, przejrzystość i odzwierciedlenie kosztów w prosty sposób dla jednokierunkowego przepływu. Jednak – z drugiej strony – ma on bardzo wiele często krytykowanych wad. Nie ma zwłaszcza możliwości należytego odzwierciedlenia kosztów w systemie, w którym nie występuje jedna prosta droga pomiędzy punktem wejścia i wyjścia oraz w którym linearny przepływ gazu jest coraz rzadszy. System dystansowy faworyzuje także przedsiębiorstwa zasiedziałe (dawnych monopolistów) na bazie tak zwanego efektu portfelowego. Firmy, które zawarły złożone kontrakty oparte na systemie zawierającym kilka punktów

wejścia–wyjścia, mogą minimalizować opłaty przesyłowe poprzez swapy w ramach swego portfela kontraktów. Nowi uczestnicy, którzy zawarli kilka kontraktów, mogą minimalizować koszty jedynie poprzez zaangażowanie się w transakcje swapowe z innymi użytkownikami na otwartym rynku, co oczywiście może być trudne na wczesnym etapie rozwoju rynku.

W systemie wyjścia–wejścia całkowita opłata za przesył jest sumą oddzielnych opłat za zdolności przesyłowe w poszczególnych punktach wejścia i wyjścia. Opłaty mogą różnić się w zależności od punktu i powinny być określone w taki sposób, by całkowita opłata za daną trasę była najbardziej zbliżona do rzeczywistych kosztów przesyłu. Rzeczywista aplikacja systemu zależy przede wszystkim od przyjętej metodologii naliczania i alokacji kosztów (kosztu krańcowego, kosztów średnich itp).

System taryfikacji wejścia–wyjścia wymaga szczegółowego materialnego i finansowego modelowania przesyłów w systemie, które jako całość są bardzo skomplikowane, a tym samym trudniejsze do zrozumienia. Na przykład operator systemu przesyłowego w Wielkiej Brytanii – Transco (obecnie National Grid Gas Plc.) wprowadził model systemu, który umożliwia zainteresowanym podmiotom modelowanie własnych systemów przesyłu oraz obserwowanie, jaki jest wpływ zarówno taryf, jak i innych czynników, na system.

System wejścia–wyjścia pozwala na rozwój bardziej elastycznego rynku kontraktów na moce przesyłowe, umożliwiając nowym uczestnikom łatwiejszy dostęp do systemu, bez ponoszenia ryzyka związanego z uciążliwymi opłatami za bilansowanie (nawet za cenę operatywności systemu). Ostatecznie rynek kontraktów zmierza do rynku częściowo regulowanego, na którym pewne opłaty są raczej nakładane przez rynek, a nie przez regulatora. Taką korzyść oferuje w Wielkiej Brytanii system aukcyjny na moce, w punktach wejścia, który mimo wszystko prowadzi do znacznych niedoborów mocy np. w St. Fergus (brak inwestycji w celu redukcji niedoborów).

System wejścia–wyjścia umożliwia naliczanie bardziej na podstawie kosztów krańcowych niż kosztów historycznych. Jednak w rzeczywistości całkowity zwrot kosztów realizowany na podstawie danych dotyczących inwestycji historycznych jest i tak priorytetowy.

W bardzo rozbudowanym systemie połączeń, użytkowanym dla niewielkich ilości przesyłu w stosunku do jego ogólnej przepustowości, system może pracować jako zbiornik dla dodatkowego gazu, wprowadzanego, a następnie pobieranego w różnych punktach bez określonych kosztów.

Systemy taryf wejścia mogą stopniowo stawać się standardem w UE, oprócz niewielkich i stosunkowo prostych systemów. Jednak w praktyce dostrzega się tendencję, iż owe systemy przypominają coraz bardziej systemy zryczałtowane, w których opłaty są ujednolicone dla większości punktów wejść i wyjść systemu.

System zryczałtowany taryf (*postage-stamp*) to najprostsza postać systemu wejścia–wyjścia z identycznymi stawkami w każdym punkcie wejścia i w każdym punkcie wyjścia.

Taryfy zryczałtowane zakładają jedną stawkę jednostkową za dowolną ilość przesyłanego surowca w obszarze, którego dotyczy dana taryfa. Niskociśnieniowe systemy dystrybucyjne niezmiennie używają taryf zryczałtowanych. Korzyści wynikające ze stosowania taryf zryczałtowanych są widoczne w przypadku systemów dystrybucyjnych lub innych silnie rozczłonkowanych, a zarazem skupionych w jednym obszarze – są one proste, przejrzyste i stosunkowo łatwe dla nowych uczestników. Prostota w tym przypadku oznacza, że taryfy zryczałtowane są często pierwszym narzędziem używanym przez „nowego” regulatora, który rozpoczyna realizację złożonych zadań wynikających z nadzoru sektora gazowego. W efekcie, dla wyliczenia taryfy całkowity dopuszczalny przychód może być podzielony przez zakładane moce przepustowe systemu, dając taryfę jednostkową.

Mimo że taryfy zryczałtowane stosowane są szeroko w krajach spoza UE (oprócz Rosji, która ma system

strefowy) i w kilku państwach członkowskich UE, uznano, iż mają one pewne wady. Mianowicie, dostrzega się dyskryminację w odniesieniu do użytkowników w różnych częściach systemów, polegającą na tym, że aby obsłużyć poszczególnych kupujących, wymagane są odmienne nakłady inwestycyjne. Co więcej, taryfy zryczałtowane nie generują bodźców do bardziej efektywnego wykorzystania systemu opartego na wąskiej i ograniczonej przepustowości w różnych jego miejscach. Systemy zryczałtowane taryf mogą być konstruowane, choć nie zawsze, w postaci opłat za moce przesyłowe.

## OCENA SYSTEMÓW TARYFOWYCH

Madryckie forum wypracowało zestaw kryteriów dla dobrze skonstruowanego systemu taryfowego. Powinien on:

a) odzwierciedlać koszty i być oparty na solidnym modelowaniu przesyłu w sieci,

- b) ułatwiać handel gazem, zapewniać płynność rynku i konkurencyjność opartą na cenie surowca *gas to gas*,
- c) zapewniać wysoki poziom transparentności,
- d) zapewniać efektywne i z odpowiednim wyprzedzeniem czasowym informowanie w celu zachęcania do efektywnej realizacji długoterminowych inwestycji w infrastrukturę przesyłową,
- e) brać pod uwagę specyfikę i rynkową charakterystykę różnych sieci,
- f) zapewniać satysfakcjonujące zwroty z inwestycji operatorom systemów przesyłowych (OSP),
- g) zapewniać właściwy nadzór,
- h) działać tak, aby różnice w taryfach były dostosowane do różnych klientów dla podobnych usług wraz z odzwierciedleniem podstawowych kosztów.

Wnioski płynące z powyższej analizy sugerują, iż system opłat dystansowych może zmniejszać płynność poprzez fragmentaryzację handlu gazem. W systemie wejścia–wyjścia sprzedawca jest skłonny sprzedać każdemu ku-

pującemu, a kupujący kupić od każdego sprzedającego, niezależnie od ich lokalizacji. Z punktu widzenia tradera, cały handel odbywa się w swego rodzaju „wirtualnym” hubie (np. *National Balancing Point*). W systemie dystansowym odpowiednia płynność może zależeć od istnienia specyficznych fizycznych punktów, przez które przepływają duże ilości gazu od różnych sprzedających. Bez istnienia takich hubów w systemie dystansowym uczestnicy rynku poszukują partnerów zlokalizowanych najbliżej, aby zminimalizować opłaty przesyłowe. Taryfy oparte na systemie wyjścia–wejścia są zatem lepsze w promocji handlu, płynności i konkurencyjności na rynku gazowym. ■

**Marcin Krupa,**  
partner i doradca w ISE

**Andrzej Sikora**  
prezes zarządu Instytutu Studiów Energetycznych

**ZRUG Sp. z o.o.**  
**33-152 Pogórska Wola 450**  
**tel. +48 14 622 59 51**  
**fax +48 14 622 09 01**



**Zakład Remontowy Urządzeń Gazowniczych Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli funkcjonuje na polskim rynku gazowniczym od ponad 40 lat.**

**Od początku swego istnienia działa w strukturach PGNiG SA.**

**Głównym przedmiotem działalności Spółki jest budowa i modernizacja sieci gazowych w pełnym zakresie ciśnień eksploatacyjnych i średnic oraz kompleksowe wykonawstwo strategicznych obiektów przesyłu gazu.**

**Wychodząc naprzeciw zapotrzebowaniu rynku ZRUG Sp. z o.o. rozszerzył ostatnio zakres swojej działalności o zagospodarowanie odwiertów gazowych, budowę PMG oraz prace hermetyczne na czynnych gazociągach.**

[zrug@zrug.tarnow.pl](mailto:zrug@zrug.tarnow.pl)  
[www.zrug.tarnow.pl](http://www.zrug.tarnow.pl)

# Gaz i wielka chemia cd.

Jerzy Majchrzak, Andrzej Schoeneich

W numerze 1/25 „Przeglądu Gazowniczego” wyjaśniliśmy, w jakim celu Polska Izba Przemysłu Chemicznego i Izba Gospodarcza Gazownictwa powołały zespół ekspertów, który na podstawie przeprowadzonych analiz przygotował wnioski oddalające widmo upadku branży nawozowej.

Zaproponowano m.in. wprowadzenie (stopniowe) deregulacji zasad obrotu gazem na rynku krajowym – najpierw w stosunku do największych odbiorców przemysłowych. Na podstawie planu prac legislacyjnych Ministerstwa Gospodarki, obejmującego zamiar szybkiej (kwie-

cień 2010 r.) nowelizacji rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, izby zgłosiły stosowne postulaty, w tym zwolnienia przedsiębiorstw obrotu paliwami gazowymi z obowiązku zatwierdzania cen

dla odbiorców instytucjonalnych (w przypadku, gdy przedsiębiorstwo obrotu i użytkownik wyrażą taką wolę).

Niestety, mimo wsparcia Ministerstwa Skarbu Państwa i deklaracji przedstawicieli URE, izbom nie udało się przekonać decydentów do szybkich zmian w rozporządzeniu taryfowym. Okazało się to niezwykle skomplikowane, zaś 18 maja 2010 roku Ministerstwo Gospodarki poinformowało, że rozpoczęło prace nad wdrożeniem do polskiego porządku prawnego (rozporządzenia taryfowego) nowego rodzaju stawek przesyłowych typu *entry-exit*.

Obowiązek ten wynika z przyjętego przez Parlament Europejski i Radę (WE) rozporządzenia nr 715/2009 w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego, które będzie obowiązywać w UE od 3 września 2011 roku. Ministerstwo Gospodarki zwróciło się jednocześnie do wszystkich uczestników rynku gazu o stanowiska w sprawie wprowadzenia nowych stawek oraz oceny skutków takiego działania. Tak głęboka nowelizacja rozporządzenia taryfowego powoduje nieokreślone bliżej przesunięcie w czasie powyższych postulatów izb.

Zespół ekspertów dokonał bieżącej oceny sytuacji, z której wynika, że praktycznie wiosenny (2010) sezon nawozowy minął. Prognozowana sytuacja w najbliższych miesiącach na rynku nawozowym jest w dalszym ciągu niezwykle trudna. Nadal spada opłacalność produkcji. Np. z doświadczeń węgierskich wynika, że konkurencja południowa kupuje gaz w większości na rynku spotowym po cenie o połowę niższej. Węgrzy i Austriacy kupują w hubie Baumgarten gaz ziemny po 170 dol./1000 m<sup>3</sup>. Obecny sezon skończył się szybciej niż zwykle, wszystkie polskie spółki nawozowe zostały z dużymi zapasami i dlatego przewidują dalsze ograniczenie produkcji, co będzie skutkowało obniżeniem zużycia gazu o ok. 1/4 do





1/3. Łączny spadek zużycia gazu w tym roku wyniesie ok. 400–500 mln m<sup>3</sup>. Jedynie PKN Orlen zużywa gaz na normalnym poziomie. Polskie firmy z niepokojem oczekują kontynuowania ubiegłorocznej wojny cenowej w okresie letnim. Powtórzenie tej sytuacji spowoduje praktyczny brak tradycyjnego eksportu w II i III kwartale, co pogorszy i tak dramatyczną sytuację finansową branży. Przedłużanie się takiej sytuacji skutkuje poważnym obniżeniem wartości rynkowej polskich producentów nawozów mineralnych i coraz bardziej grozi zamknięciem części z nich. Jednocześnie, ze względu na całkowity brak możliwości zakupu gazu po cenach zbliżonych do rynku spotowego, zakłady nie pokrywają nawet kosztów zmiennych, co zmusza je praktycznie do zaprzestania produkcji. Obecnie ratują się dzięki rentowności innych asortymentów produkcji.

Sprawa nowych taryf gazowych wzbudza duże emocje wśród załóg, szczególnie w kontekście opublikowania danych o zysku PGNiG SA za I kwartał w wysokości 1 mld zł, przy stratach w spółkach nawozowych. Ale informacje, że wzrost cen gazu wynika z formuły cenowej, która teraz obejmuje II połowę ubiegłego roku, gdy cena ropy zbliżyła się do ok. 80 dol./baryłkę z trudem docierają do opinii publicznej. Ponadto, niezgodnie z prawem, URE zdecydowało o obowiązywaniu nowej taryfy przez 6 miesięcy, podczas gdy wniosek PGNiG SA obejmował jedynie 3 miesiące. Równolegle należy spodziewać się znacznie niższego poziomu zysku za II kw. w związku z istotnym osłabieniem złotego do dolara oraz kontraktowym wzrostem cen. Według informacji prasowych (wywiad z prezesem Gazpromu – Miedwiediewem), Polska nie może liczyć na obniżenie cen kontraktowych. Sytuację PGNiG SA pogarsza również brak podpisanej rządowej umowy o dostawach gazu.

Ekspertsi podkreślają, że bieżące kontakty robocze zakładów chemicznych z PGNiG SA są na bardzo dobrym poziomie, co ma pozytywny wpływ na chwilową poprawę sytuacji spółek nawozowych, ale nie zmienia to fundamentalnie złego stanu firm nawo-

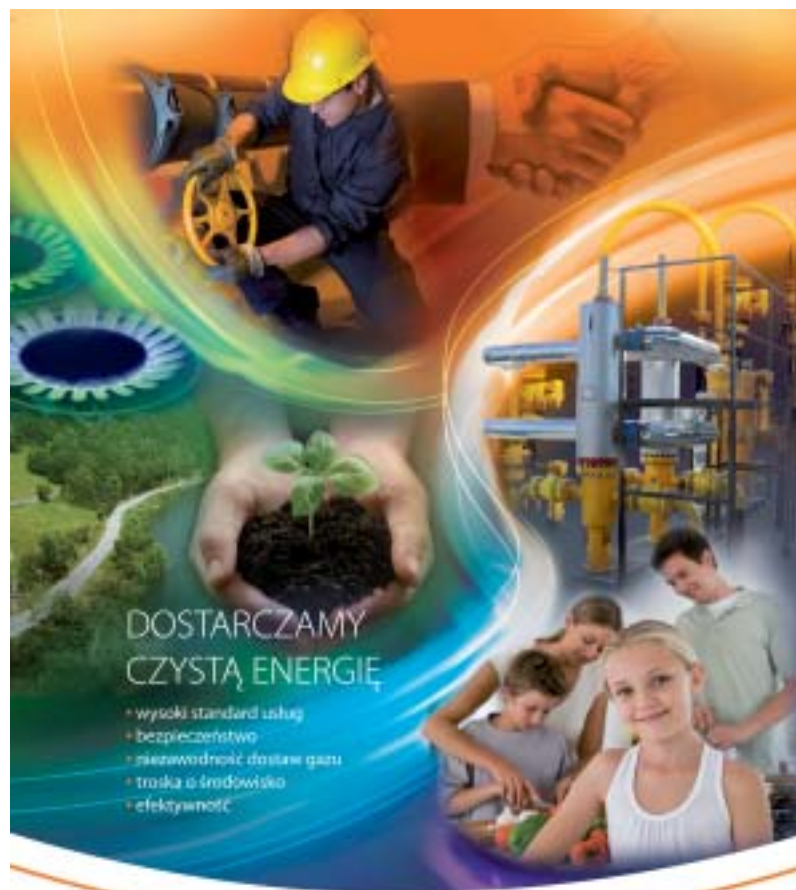
wych wskutek znacząco niższych cen gazu u bezpośredniej konkurencji.

Zespół postanowił skoncentrować się na wspólnych poszukiwaniach dostępnych rozwiązań, które mogłyby poprawić wyjątkowo trudną sytuację rynkową producentów nawozów. Izby włączają się w opracowanie nieuniknionych zmian w rozporządzeniu taryfowym. Przeanalizowano konieczność i celowość wprowadzenia zróżnicowanych grup taryfowych oraz innej alokacji kosztów magazynowych. Rozważono możliwość obniżenia cen poprzez wprowadzenie korzystnego dla chemii współczynnika nierównomierności poboru gazu, mimo że obecną taryfę ustalono na podstawie obowiązujących restrykcyjnych rozporządzeń i jest tu niewielkie pole manewru. Strona gazownicza podejmie się opracowania takiej charakterystyki grupy najwięk-

szych odbiorców, aby zakłady chemiczne mogły te dane pozytywnie wykorzystać. Jednak największe znaczenie ma tu uzyskanie podstawy prawnej do uelastycznienia taryfy po nowelizacji rozporządzenia taryfowego, ponieważ w warunkach braku możliwości przyspieszenia inwestycji strategicznych nie można realnie ocenić perspektywy czasowej dla funkcjonowania tak dużego rynku spotowego w proporcji do dostaw kontraktowych.

Dyskusja będzie kontynuowana na kolejnych spotkaniach ekspertów z udziałem zaproszonych przedstawicieli instytucji rządowych, które powinny jak najszybciej przebudować strategię prywatyzacji polskiego sektora chemicznego. ■

Jerzy Majchrzak, dyrektor PIPC, i Andrzej Schoeneich, dyrektor IGG, są członkami zespołu ekspertów obu izb.



# Poszukiwania złóż gazu łupkowego w Polsce

**Paweł Poprawa**

Ostatnie kilka lat przyniosło nieoczekiwany wzrost zainteresowania poszukiwaniami niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego w Polsce. Dotyczy to zarówno tzw. gazu łupkowego (*shale gas*), gazu zamkniętego, określanego też jako gaz zaciśnięty (*tight gas*), jak i metanu pokładów węgla (*coal bed methane*).

Obecnie jednak największa uwaga skupia się na poszukiwaniach złóż gazu ziemnego łupkowego, które na Pomorzu, Mazowszu i Lubelszczyźnie angażują spektakularną listę inwestorów. Od 2007 r. do dziś w Ministerstwie Środowiska złożono wnioski o pozwolenie na poszukiwania gazu łupkowego około 75 blokach koncesyjnych, z których do dziś około 60 rozpatrzono pozytywnie. Mimo swoistego boomu gazowego i towarzyszącego mu w ostatnich miesiącach zainteresowania medialnego gaz łupkowy nadal w Polsce jest jeszcze zagadnieniem nowym i nie w pełni rozumianym.

Od początku istnienia przemysłu naftowego wraz z poszukiwaniami i eksploatacją konwencjonalnych złóż węglowodorów odkrywano również, zazwyczaj przypadkowo, niekonwencjonalne akumulacje gazu ziemnego i ropy naftowej. Historia eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego ma swój początek co najmniej w 1821 roku, kiedy to we Fredonii (stan Nowy Jork, USA) przypadkowo uzyskano gaz ziemny z dewońskich łupków Dunkirk. Jednak przez prawie dwa stulecia tego typu zasoby gazu nie odgrywały znaczącej roli w przemyśle naftowym i energetyce. Złoża te albo nie były eksploatowane albo ich produkcja była na tyle niewielka, że z powodów ekonomicznych zainteresowanie niekonwencjonalnymi węglowodorami było marginalne. Nie rozumiano też modelu tego typu złóż, więc nie prowadzono ich świadomych poszukiwań.

Okresowo wzrastające ceny ropy naftowej i gazu ziemnego, jak również częściowo wyczerpujące się zasoby konwencjonalnych złóż, powodują globalny wzrost zainteresowania niekonwencjonalnymi węglowodorami. W ostatnich dwóch dekadach przemysł poszukiwań i wydobycia gazu ziemnego w Ameryce Północnej przeszedł prawdziwą rewolucję. Uświadomiono sobie istnienie niedostrzeżonych wcześniej, specyficznych złóż węglowodo-

rów, określanych jako niekonwencjonalne, po czym rozpoczęto ich intensywne poszukiwania. W efekcie, w Stanach Zjednoczonych, a w mniejszym stopniu również w Kanadzie, odkryto gigantyczne zasoby gazu ziemnego w niekonwencjonalnych złożach.

Ostatnio istotnym celem poszukiwawczym stały się zwłaszcza złoża gazu w skałach ilastych oraz złoża gazu zamkniętego. Oprócz czynnika ekonomicznego, tj. wzrostu cen węglowodorów, wiąże się to również z postępem technologicznym zwiększającym możliwości stymulowania przyływu gazu do otworu oraz obniżającym koszty takich zabiegów. Nie bez znaczenia jest również to, że w pierwszym kraju, w którym produkcja gazu ziemnego z niekonwencjonalnych złóż stała się istotną gałęzią przemysłu naftowego, tj. w Stanach Zjednoczonych, aktywność firm naftowych w tym zakresie była intensyfikowana poprzez odpowiednie zmiany w prawie podatkowym, stwarzające system ulg i zachęt (np. *Nonconventional Fuel Tax Credit*).

Amerykański sukces stanowi obecnie inspirację dla intensywnych poszukiwań niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego w innych krajach, w tym w Europie. Niespodziewanie Polska stała się jednym z najbardziej aktywnych rynków poszukiwania tego typu złóż na naszym kontynencie, czego wyrazem jest zaangażowanie w naszym kraju gigantów przemysłu naftowego, takich jak ExxonMobil, ConocoPhillips, Chevron czy Marathon.

W Polsce poszukiwania niekonwencjonalnych akumulacji gazu ziemnego znajdują się obecnie na etapie prac rozpoznawczych. Spośród wszystkich typów niekonwencjonalnych złóż węglowodorów najmniej dostrzegany był do niedawna potencjał gazu ziemnego w łupkach, mimo jego potencjalnie największych zasobów. Biorąc pod uwagę bardzo urozmaiconą budowę geologiczną w naszym kraju oraz to, że nie stosowano w Polsce nowoczesnych technologii poszukiwań takich zasobów, kwestię możliwości występowania złóż gazu ziemnego w łupkach należy uznać za otwartą. Niewątpliwie najważniejszy potencjał dla występowania gazu ziemnego w łupkach w Polsce mają łupki graptolitowe dolnego paleozoiku w basenach na kratonie wschodnioeuropejskim. Duża liczba udzielonych koncesji na gaz ziemny w łupkach gwarantuje, że w najbliższych kilku latach stan wiedzy na temat tego typu złóż w Polsce będzie znacznie większy. Pierwsze wiercenie poszukiwawcze Lane/ConocoPhillips rozpoczęło się w czerwcu 2010 roku w Łebieniu w okolicach Łęborka na Pomorzu.

## SPECYFIKA ZŁÓŻ GAZU ZIEMNEGO ŁUPKOWEGO

Najważniejszą cechą wyróżniającą złoża gazu ziemnego zawartego w skałach ilasto-mułowcowych (*shale gas*) jest to, że gaz występuje w skale macierzystej, z której powstał. Skała macierzysta pełni zatem jednocześnie rolę skały zbiornikowej, a biorąc pod uwagę własności petrofizyczne skał ilastych oraz wymaganą stosunkowo dużą miąższość takiego kompleksu, można ją także zakwalifikować jako skałę uszczelniającą. Migracja gazu zachodzi jedynie w skali mikro bądź nie wstępuje wcale. Nie mają tu znaczenia siły wyporu związane z różnicami ciężaru właściwego, decydujące o powstawaniu i formie występowania konwencjonalnych złóż. Tego typu akumulacje gazu nie wymagają obecności pułapek złożowych, a strefy nasycenia gazem mają charakter obocznie ciągły w skali regionalnej, co decyduje o zwykle dużych zasobach takich złóż.

Gaz ziemny występuje zazwyczaj w kompleksach łupkowych skał macierzystych, które znajdują się, bądź znajdowały się, w historii geologicznej, w zakresie okna generowania gazu. W strefach mniej pogrzebanych, o niższej dojrzałości termicznej, formacja łupków macierzystych może zawierać ropę naftową, której jednak technologiczne możliwości produkcji obecnie są jeszcze na etapie eksperymentalnym. Kompleksy łupkowe zawierające złoża gazu ziemnego cechują się wysoką zawartością substancji organicznej, średnio powyżej 1–2% TOC wagowo. Gaz ziemny w łupkach występuje w formie wolnej przede wszystkim w przestrzeni porowej powstałej w miejscach skupienia substancji organicznej w wyniku redukcji jej objętości podczas przemian związanych z generowaniem węglowodorów bądź powstałej w wyniku diagenetyzacji minerałów ilastych. Ponadto łupki zawierają również gaz ziemny adsorbowany przez nierozpuszczalną substancję organiczną oraz przez minerały ilaste.

Ponieważ indywidualne pory skalne zazwyczaj są izolowane, gaz nie przemieszcza się w obrębie skały zbiornikowej, a zatem nie dopływa do otworu wiertniczego. W efekcie, złoża gazu ziemnego w łupkach są w porównaniu ze złożami konwencjonalnymi znacznie trudniejsze w eksploatacji oraz mniej opłacalne. Warunkiem produkcji gazu jest wykonywanie długich odcinków poziomych wiercenia w obrębie formacji łupkowej (do 2000 m) z wielokrotnym szczelinowaniem, tak aby wytworzyć jak najgęstszy sieć spękań, łączących jak najwięcej porów skalnych oraz tworzących ścieżki migracji gazu do otworu. Z uwagi na niewielki zasięg drenażu gazu, konieczne jest ponadto wykonanie gęstej siatki wierceń. Wskaźnik wydobywalności gazu ze złoża łupkowego jest niższy niż z konwencjonalnych złóż, niższa jest też wydajność z pojedynczego otworu. Natomiast okres eksploatacji pojedynczego otworu jest dłuższy niż w przypadku złóż konwencjonalnych i może wynosić do 30 lat.

Powyżej wymienione cechy decydują o ekonomicznej specyfice produkcji gazu ziemnego z łupków, znacznie bardziej kosztownej niż produkcja gazu konwencjonalnego. Ponieważ wraz z głębokością koszt wiercenia oraz zabiegów na otworze znacząco rośnie, powoduje to, że ekonomicznie uzasadniona produkcja gazu z łupków

napotyka limit maksymalnej głębokości, która w USA wynosi około 3500–4500 m.

## ZNACZENIE NIEKONWENCJONALNYCH ZŁÓŻ GAZU ZIEMNEGO W AMERYCE PÓŁNOCNEJ

Pierwszymi krajami, w których rozpoczęto produkcję gazu ziemnego z łupków na dużą skalę były Stany Zjednoczone, a następnie Kanada. Szybki rozwój nowych, niekonwencjonalnych koncepcji poszukiwań złóż ropy i gazu, jak również rozwój technik eksploatacji takich złóż, nastąpił pod koniec XX wieku, zwłaszcza w latach 90. ub.w. Wprowadzenie koncepcji niekonwencjonalnych systemów węglowodorowych jako strategii poszukiwawczej zaowocowało w ostatnich 20 latach w USA, a także – w mniejszym stopniu – w Kanadzie nieoczekiwanym sukcesem.

Obecnie w Stanach Zjednoczonych, kraju uzależnionym wcześniej od importu węglowodorowych nośników energii, produkcja gazu ziemnego z niekonwencjonalnych złóż dostarcza łącznie ponad połowę krajowej produkcji gazu, a jej udział nadal szybko rośnie. Szacuje się, że około 2016 roku niekonwencjonalne złoża będą dostarczać prawie 60–65% produkcji gazu ziemnego w USA. Obecnie złoża gazu w łupkach stanowią 10–15% produkcji USA, zaś do 2020 roku mogą osiągnąć co najmniej 20–30% tej produkcji. Zasoby wydobywalne gazu w łupkach w Ameryce Północnej według FERC (*US Federal Energy Regulatory Commission*) szacuje się obecnie na około 20 000 mld m<sup>3</sup>, tj. w przybliżeniu 750 trylionów stóp sześciennych (Tcf).

Sukces poszukiwań złóż oraz produkcji gazu ziemnego z łupków w ostatnich latach w Ameryce Północnej spowodował dużą podaż gazu ziemnego na rynku amerykańskim. W efekcie, jego ceny w 2008 i 2009 roku spadły tam z 13,7 USD/mln Btu (~10 USD/tys. stóp<sup>3</sup>) do 4,1 USD/mln Btu (~3 USD/ tys. stóp<sup>3</sup>). Spadek ten w największym stopniu dotknął tego sektora przemysłu naftowego, który zajmuje się poszukiwaniami i produkcją niekonwencjonalnych złóż węglowodorów, co wiąże się z jego wysoką kosztocłonnością. Ograniczenie amerykańskiego popytu na import gazu skutkuje obecnie spadkiem cen gazu ziemnego na rynkach światowych, zwłaszcza gazu LNG.

## ŁUPKI POTENCJALNIE GAZONOŚNE W POLSCE

Polska jest krajem o stosunkowo złożonej budowie geologicznej, w którym występuje wiele basenów sedymentacyjnych różnego wieku z licznymi formacjami łupków o podwyższonej zawartości węgla organicznego. Większość tych formacji ma jednak z różnych powodów ograniczony potencjał dla występowania gazu ziemnego, którego eksploatacja byłaby ekonomicznie uzasadniona.

Największe możliwości występowania gazu ziemnego stwierdzono dla łupków dolnego paleozoiku, głównie dolnego syluru i górnego ordowiku, na kratonie wschodnioeuropejskim (obszar centralnego Pomorza, północnego i wschodniego Mazowsza oraz Lubelszczyzny). Te właśnie utwory są

celem dla prac poszukiwawczych na większość spośród udzielonych już w Polsce koncesji na poszukiwania gazu ziemnego w łupkach.

Kolejną formacją, w obrębie której mogą występować akumulacje gazu łupkowego są dolnokarbońskie utwory w rejonie monokliny przedsudeckiej (północny Dolny Śląsk oraz południowa Wielkopolska). Utwory te stanowią skałę macierzystą dla konwencjonalnych złóż gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca. Łupki dolnego karbonu cechują się ogólnie gorszą charakterystyką geologiczną oraz wyższym stopniem ryzyka poszukiwawczego niż łupki dolnego paleozoiku. Z uwagi na to stanowią będą raczej drugorzędny cel prac poszukiwawczych.

Dla łupków dolnego paleozoiku w Polsce firmy Advanced Resources International oraz Wood Mackenzie podają wstępne prognozy zasobów wydobywalnych gazu ziemnego na odpowiednio – 3000 mld m<sup>3</sup> i 1400 mld m<sup>3</sup>. Stanowi to 100–200-krotność rocznej konsumpcji gazu ziemnego w Polsce. Niezależnie od ograniczonej wiarygodności tych obliczeń, bazujących na niewystarczającej ilości danych, prognozy te ilustrują, dlaczego dolnopaleozoiczny basen na kratonie wschodnioeuropejskim stał się jednym z najbardziej aktywnych i konkurencyjnych w Europie obszarów poszukiwań gazu ziemnego w łupkach. Należy jednak pamiętać, że żadne złożo gazu łupkowego nie zostało jeszcze w tym obszarze odkryte i dopiero wyniki rozpoczynanych obecnie prac wiertniczych dadzą odpowiedź na pytanie, czy gaz łupkowy w Polsce występuje oraz jakie mogą być jego zasoby.

## WYZWANIA I BARIERY DLA PRODUKCJI GAZU ŁUPKOWEGO W POLSCE

Jeżeli rozpoczynające się obecnie prace poszukiwawcze złóż gazu łupkowego w Polsce zakończyłyby się sukcesem, należałoby oczekiwać powstania nowej gałęzi przemysłu naftowego. Stanowiłoby to szansę i przyniosłoby korzyści Polsce, równocześnie definiując istotne problemy, których rozwiązanie będzie konieczne dla uzyskania ekonomicznie opłacalnej produkcji tego gazu.

Obecnie najistotniejszym problemem z punktu widzenia prac wydobywczych, wymagających tysięcy wierceń, jest ograniczona dostępność platform wiertniczych, zarówno w Polsce, jak i w Europie. W całej Europie jest ich około dziesięciokrotnie mniej niż w samych Stanach Zjednoczonych, a sprowadzanie platform do Unii Europejskiej z zewnątrz napotyka bariery protekcyjnych. Ponadto, zależność niemal wszystkich firm wiertniczych w Polsce od PGNiG sprawia, że brak w pełni konkurencyjnego rynku usług wiertniczych. Powoduje to wysokie ceny wierceń w porównaniu z ich cenami w USA. Ekonomicznie uzasadniona produkcja gazu łupkowego w Polsce nie będzie możliwa bez pełnego otworzenia rynku usług wiertniczych i serwisowych, jak również znaczącej redukcji kosztów takich prac.

Kolejne zagadnienie, które rzutuje na możliwość i rentowność produkcji gazu z łupków w Polsce, to środowiskowe konsekwencje prac wiertniczych, a szczególnie ochrona wód pitnych i powierzchniowych. Pojedynczy zabieg szczeli-

nowania wymaga około 1000–2000 m<sup>3</sup> wody. Aby uniknąć zużycia wód pitnych czy wód powierzchniowych, w większości przypadków dla szczelinowania wiercone będą głębokie, kilkusetmetrowe studnie do pozyskania słabo zasolonych wód formacyjnych. Ponadto, po zabiegu szczelinowania na powierzchnię wraca samoczynnie 15–60% zatłoczonej wody, która zawiera około 0,5% dodatków chemicznych, głównie przeciwdziałających pęcznieniu iłó; może także zawierać domieszkę naturalnie występujących w górotworze solanek. Płyn taki jest używany w ponownych szczelinowaniach, jednak ostatecznie wymaga kosztownej utylizacji. Szczególny status obszarów chronionych objętych programem Natura 2000 zapewne wykluczy bądź ograniczy prace wydobywcze na części obszaru posiadającego potencjał dla produkcji gazu łupkowego.

Do zagadnień istotnych z punktu widzenia możliwości produkcji gazu łupkowego zaliczyć należy również akceptację społeczną dla prac wydobywczych. Niektóre obszary, potencjalnie objęte pracami wydobywczymi, cechują się większą gęstością zaludnienia niż klasyczne amerykańskie baseny. Korzyści ekonomiczne lokalnych społeczności związane z bezpośrednimi inwestycjami w terenie, a przede wszystkim opłaty za wydobycie kopalin, odprowadzane do gminnych budżetów, rekompensować będą zapewne niedogodności związane z czasową obecnością masztów wiertniczych w pejzażu czy wzmożonym transportem podczas wiercenia.

## KONKLUZJE

Rozpoczynające się w tym roku wiercenia poszukiwawcze pozwolą w kilku najbliższych latach sprecyzować naszą wiedzę o możliwości występowania złóż gazu ziemnego w łupkach, a ewentualnie także o ich zasobach. W przypadku potwierdzenia się najbardziej optymistycznych spośród przewidywanych scenariuszy, postulat bezpieczeństwa energetycznego Polski i regionu mógłby przestać być pustym frazesem. Należy jednak pamiętać, że nie jest to jedyny z możliwych scenariuszy.

Ponadto, czas budowy infrastruktury wydobywczej i przesyłowej dla gazu łupkowego powoduje, że dla odczucia jego ewentualnego wpływu na gospodarkę potrzeba wielu lat. W przypadku pierwszego, klasycznego basenu łupkowego Fort Worth w USA trwało to około 20 lat. Dzięki gromadzonym doświadczeniom kolejne rozpoznawane w Ameryce Północnej baseny coraz szybciej osiągały fazę produkcji. W przypadku łupków Haynesville (Luizjana) było to już tylko 5 lat. Specyficzne warunki logistyczne, prawne i kulturowe Europy i Polski, a zwłaszcza brak doświadczeń na tym nowym, z punktu widzenia złóż niekonwencjonalnych, rynku powodują, że do osiągnięcia w pełni rozbudowanej infrastruktury wydobywczo-przesyłowej potrzeba będzie zapewne co najmniej kilkunastu lat. Oczywiście, tylko w wypadku, gdy pierwsze wiercenia poszukiwawcze przyniosą pozytywne wyniki. Pozostaje zatem uzbroić się w cierpliwość i trzymać kciuki za pomyślność prowadzonych prac. ■

**Paweł Poprawa**

Państwowy Instytut Geologiczny – PIB,  
Warszawa

# Tight gas w Polsce: czy realne zwiększenie zasobów?

Hubert Kiersnowski, Wojciech Górecki

Pytanie zawarte w tytule tego tekstu stało się przedmiotem intensywnej debaty, wywołanej głównie oczekiwaniami związanymi z projektami wydobycia gazu z łupków (*shale gas*) na obszarze Polski.

Dołączyło do tego realne odkrycie tzw. gazu zamkniętego (*tight gas*) dokonane przez firmę Aurelian na obszarze na wschód od Poznania.

Niekonwencjonalne złoża gazu obejmują wszystkie przypadki nagromadzeń gazu ziemnego odbiegające od standardowego modelu złóż konwencjonalnych opartego na zasadzie stratyfikacji: woda podścielająca, gaz lub ropa naftowa i gaz, uszczelnienie strukturalne lub litologiczne.

Gaz ziemny w złożach niekonwencjonalnych (wg Kiersnowski i inni, 2010) może występować w czterech odmianach: jako hydraty gazu, w zwięzłych piaskach gazonośnych (*TGS – Tight Gas Sands*) lub podrzędnie w węglanach, łup-

kach gazonośnych i jako gaz w pokładach węgla (Law, 2002). W każdym z tych przypadków sposób występowania gazu w złożu jest odmienny. Gaz pochodzi z materii organicznej występującej w skałach osadowych i jest generowany przez bakterie (gaz biogeniczny) lub w efekcie wzrostu temperatury towarzyszącej pogrzebaniu osadów (gaz termogeniczny).

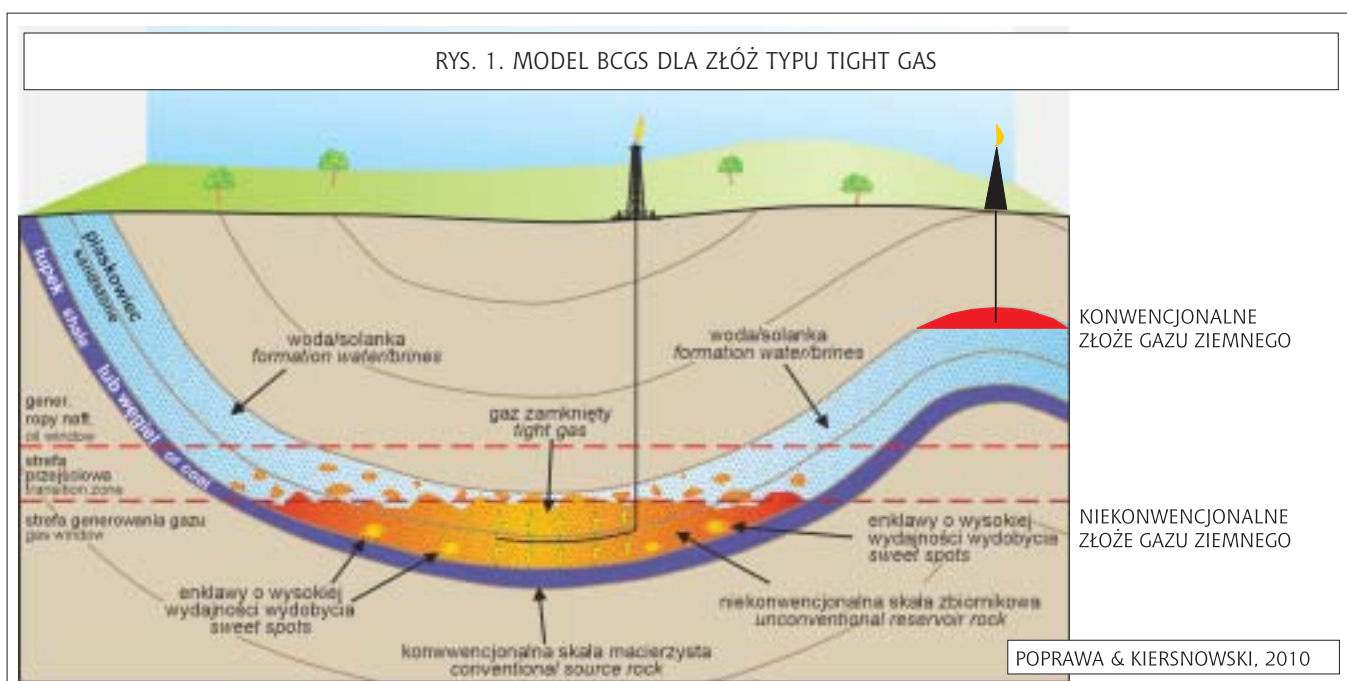
Kluczowym modelem, który zdeterminował sposoby eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu, jest opracowany przez amerykańskich geologów naftowych system generowania i akumulacji gazu w centralnych, najgłębiej pogrzebanych częściach basenów sedymentacyjnych, nazwany: *Basin-Centered Gas Sys-*

*tem* (BCGS). System ten dotyczy przede wszystkim akumulacji gazu w zwięzłych piaskowcach (TGS) (Poprawa, Kiersnowski, 2010) (Rys. 1).

W konwencjonalnych złożach gazu i ropy naftowej dobre warunki zbiornikowe, a więc wysoka porowatość i przepuszczalność skały zbiornikowej, są niezbędne dla akumulacji i późniejszego szczyptywania węglowodorów. Paradoksalnie, zwięzłość (słabe warunki zbiornikowe) piaskowców jest warunkiem istnienia niekonwencjonalnych złóż gazu typu *Tight Gas* (TG). Dodatkowo, niekonwencjonalne zbiorniki gazu w systemie BCGS nie występują w tradycyjnych pułapkach strukturalnych lub stratygraficznych i w związku z tym mogą zajmować ogromną kubaturę, co powoduje, że zazwyczaj są to bardzo duże zasoby w przeliczeniu na kilometr kwadratowy.

Piaskowce gazonośne zawierają gaz w porach w stanie skompresowanym i są

dokończenie na str. 48





# WIELKA WODA

Wymowna fotografia zalanego Sandomierza  
Fot. Sebastian Słodownik

Powódź spowodowała liczne zalania i podtopienia infrastruktury przesyłowej GAZ-SYSTEM S.A. W największym stopniu dotknęła obszar funkcjonowania oddziałów w Tarnowie i Świerklanach, mniej ucierpiały pozostałe cztery oddziały. Zalaniu bądź podtopieniu uległo około 45 stacji gazowych oraz ponad 30 zespołów zaporowo-upustowych zlokalizowanych na gazociągach. W wielu miejscach wystąpiły podtopienia i wymycia gazociągów, co spowodowało uszkodzenia izolacji, odkrycia niektórych gazociągów oraz uszkodzenia linii brzegowej cieków wodnych i rzek w miejscach przekroczeń gazociągów. Zniszczeniu uległy także stacje ochrony katodowej. Zalana została siedziba Jednostki Terenowej w Sandomierzu. Przez cały okres powodzi służby eksploatacyjne i ruchowe odpowiedzialne za bezpieczeństwo stale monitorowały pracę systemu, dzięki czemu system przesyłowy funkcjonował bezawaryjnie. Nie było przerw w ciągłości dostaw paliwa gazowego.

Liczne straty powodziowe poniosła również Karpacka Spółka Gazownictwa. Tylko dwa z ośmiu oddziałów zakładów gazowniczych, Kielce i Lublin, nie ucierpiały. W pozostałych, czyli: Sandomierzu, Tarnowie, Jaśle, Krakowie, Rzeszowie i Jarosławiu straty oszacowane zostały na 30 mln złotych. W raportach popowodziowych odnotowano 278 awarii. Do najpoważniejszych należało uszkodzenie przejścia gazociągu średniego ciśnienia, stalowego DN 200, przez rzekę Poprad, zasilającego miasto Stary Sącz i część miasta Nowy Sącz oraz przylegające miejscowości. Wskutek tej awarii dostaw gazu pozbawionych zostało prawie 4 tysiące odbiorców, w tym 4 odbiorców przemysłowych. Do innych poważniejszych awarii zaliczyć trzeba uszkodzenia sieci dystrybucyjnej spowodowane osuwiskami w miejscowościach: Pruchnik, Dąbrowa, Stróża, Majscowa, Tropie – gazociąg średniego ciśnienia, PE DN 140, dostaw gazu pozbawionych było 600 odbiorców, Sękowa – dostaw gazu pozbawionych było 1000 odbiorców. Największa liczba spowodowana była osuwiskami i stanowiła około 75% wszystkich awarii sieci dystrybucyjnej. Z powodu niestabilnych osuwisk obecnie jeszcze 83 odbiorców pozbawionych jest dostaw gazu. Więcej na temat strat powodziowych i akcji pracowniczej dla powodziaków na stronie 38. ■





Pilzno  
Fot. archiwum ZG Tarnów

Łapanów  
Fot. archiwum ZG Tarnów



Sandomierz  
Fot. archiwum ZG Sandomierz



Droga dojazdowa do Sandomierza  
Fot. Sebastian Słodownik



Nowa siedziba Zakładu Gazowniczego w Sandomierzu  
(budynek z czerwonym dachem)  
Fot. Grzegorz Krzyżanowski (wykonane z paralotni)

# Stawiają na błękitne paliwo

**Wojciech Tymiak**

Promowanie i rozwój rynku ekologicznego paliwa do zasilania pojazdów, jakim jest sprężony gaz ziemny CNG, były tematem dwóch wydarzeń – w Świdnicy i Wałbrzychu.

**W** ramach majowego I Kongresu Regionów w Świdnicy centrala PGNiG SA (Biuro Wsparcia Obrotu wspólnie z Departamentem Marketingu i Komunikacji) przygotowała panel tematyczny poświęcony zastosowaniu CNG w samochodach osobowych, ciężarowych oraz autobusach. Natomiast w Wałbrzychu w Zamku Książ odbyła się konferencja poświęcona regionalnej współpracy polsko-czeskiej w zakresie rozwoju CNG oraz projektu Zielonej Linii, czyli przewozów pasażerskich ekologicznymi autobusami zasilanymi CNG na trasie Wrocław–Praga.

W panelu zatytułowanym „Błękitne paliwo”, udział wzięli przedstawiciele m.in. PGNiG SA, Politechniki Wrocławskiej, przedsiębiorstw komunikacyjnych z Wałbrzycha i Gdyni (w obu tych miastach część taboru stanowią właśnie autobusy zasilane CNG), a także przedstawiciele firm IVECO i Mercedes. Przedsiębiorstwa komunikacyjne zaprezentowały swoje doświadczenia związane z wykorzystaniem autobusów napędzanych sprężonym gazem ziemnym oraz perspektywy rozwoju. Dyskutowano na temat wymagań w zakresie zmian otoczenia regulacyjnego, a także możliwości pozyskania dotacji na rozbudowę floty zasilanej tym ekologicznym i tanim paliwem. Przedstawiciele firm IVECO i Mercedes na przykładzie swoich pojazdów zaprezentowali różnym branżom możliwości i zalety fabrycznych

instalacji CNG, które znalazły zastosowanie w autach tych marek.

Dyskutowano również o szansach i przeszkodach dla rozwoju rynku CNG w Polsce, o potencjale wykorzystania NGV w transporcie towarów i osób oraz otoczeniu regulacyjnym dotyczącym rynku CNG w Polsce i Europie.

Uczestnicy panelu dyskusyjnego podkreślali dwie cechy paliwa CNG, wyróżniające je spośród innych, wykorzystywanych do napędzania pojazdów. – *Można powiedzieć o nich krótko: ekologia i ekonomia* – stwierdził dr inż. Wojciech Walkowiak z Politechniki Wrocławskiej. – *W spalinach wytwarzanych przez silniki zasilane skompresowanym gazem ziemnym jest najmniej szkodliwych substancji – ich poziom jest znacznie niższy od określanego przez najsurowszą normę EURO 5. Silniki te są cichsze i bardziej ekonomiczne od tradycyjnych paliw – cena gazu ziemnego jest o ok. 40% niższa od ceny oleju napędowego. Jestem przekonany, że silniki na CNG są przyszłością motoryzacji* – dodał.

O zaletach wykorzystania gazu CNG do napędzania pojazdów mówili również Andrzej Welc, zastępca dyrektora ds. technicznych z Miejskiego Przedsiębiorstwa Komunikacji w Wałbrzychu, oraz Kazimierz Małkiewicz z Przedsiębiorstwa Komunikacji Miejskiej w Gdyni.

Istotne są nabyte doświadczenia przedsiębiorstw komunikacji miejskiej w zakresie bieżącej eksploatacji autobusów CNG. Zdecydowanie tańsze i praktycznie bezawaryjne są autobusy renomowanych marek, nowe, z oryginalną i fabrycznie zabudowaną instalacją CNG.

Kongresowi regionów towarzyszyło specjalnie przygotowane stoisko wystawiennicze, zlokalizowane na świdnickim rynku. Szczególnie dużym zainteresowaniem zwiedzających oraz mieszkańców miasta cieszyły się pojazdy zasilane sprężonym gazem ziemnym. Na przygotowanej przez PGNiG SA wystawie można było obejrzeć autobus zasilany CNG, samochód dostawczy, a także mercedesa-śmieciarkę oraz osobowego mercedesa klasy B – na pierwszy rzut oka niczym nieróżniącego się od zwykłego auta, a jednak przystosowanego do zasilania zarówno benzyną, jak i CNG.

\* \* \*

Gazownia Wałbrzyska zorganizowała również konferencję tematyczną w Zamku Książ, poświęconą regionalnej współpracy polsko-czeskiej w zakresie rozwoju CNG oraz projektu Zielonej Linii – przewozów pasażerskich z Wrocławia do Pragi. Obradom przewodniczył Ryszard Michałowski, dyrektor Gazowni Wałbrzyskiej.





Ze strony czeskiej w konferencji uczestniczyli m.in. Pavel Novak i Jan Žákovec z Czech Gas Association (Ěeský plynárenský svaz), Radek Patera – Pražská plynárenská, a.s, Pavel Valíček – TEDOM s.r.o., Jaroslav Semler – CSAD Semily a.s., Václav Holověák – Bonett Gas Investment a.s., Jaroslav Šarovský i Petr Suchoň – Vitkovice Machinery Group.

Ze strony polskiej w konferencji uczestniczyli m.in. Andrzej Schoeneich, dyrektor Izby Gospodarczej Gazownictwa, Sławomir Nestorowicz, dyrektor Biura Wsparcia Obrotu, Stanisław Potoczny, dyrektor Dolnośląskiego Obrotu Gazem we Wrocławiu, Mirosław Bartolik, wiceprezydent Wałbrzycha, Ireneusz Zarzecki, prezes MPK Wałbrzych, Jan Chmielewski, przewodniczący Komisji Komunikacji i Ochrony Środowiska we Wrocławiu.

Najważniejszą sprawą umożliwiającą rozwój CNG zarówno w Polsce, jak i w Republice Czeskiej, są uregulowania legislacyjne, w tym również długofalowy program rządowy ukierunkowany na stworzenie warunków rozwoju CNG. Program taki, który powinien być opracowany międzyresortowo, będzie mógł powstać przy zaangażowaniu i współpracy przedstawicieli kilku ministerstw, m.in. Gospodarki, Ochrony Środowiska i Ochrony Zdrowia.

Próby takich działań zostały podjęte w Republice Czeskiej już w latach 2004–2006, co zaowocowało podpisaniem specjalnego porozumienia z rządem. Nadal jednak do załatwienia pozostaje sprawa stosownych regulacji sprzyjających rozwojowi CNG u naszych południowych sąsiadów, w tym przede wszystkim regulacji dotyczących podatku akcyzowego (wg aktualnych przepisów w Republice Czeskiej gaz CNG jest zwolniony z podatku akcyzowego do końca 2011 r.). Obecna sprzedaż CNG na czeskim rynku jest na poziomie zbliżonym do sprzedaży tego paliwa w Polsce. Z przedstawionych w wystąpieniu Pavla Novaka z Czech Gas Association planów rozwoju wynika, że sprzedaż CNG może być w najbliższych latach wyższa niż w Polsce, biorąc pod uwagę dotychczasowy i planowany wzrost jego sprzedaży w ostatnich latach.

Sławomir Nestorowicz, dyrektor Biura Wsparcia Obrotu, przedstawił działania, jakie będą podejmowane – w ramach strategii działania GK PGNiG – w zakresie rozwoju rynku gazu ziemnego do napędu pojazdów (CNG). Szczególną uwagę zwrócił na I etap strategii, który będzie miał kluczowe znaczenie dla powodzenia tego procesu. Ten etap przewiduje podjęcie wielu czynności związanych z wypracowaniem i przyjęciem sygnalizowanych wyżej zmian regulacyjno-legislacyjnych.

Pełną aprobatę i wsparcie w tych działaniach zadeklarował Andrzej Schoeneich, dyrektor Izby Gospodarczej Gazownictwa, podkreślając jednocześnie, że działania te muszą być prowadzone w sposób systemowy przez grupę specjalistów z GK PGNiG SA, która mogłaby wesprzeć IGG w tym zakresie.



Zdjęcie jednego z nowych autobusów MPK w Wałbrzychu – IRISBUS PS09 AGORA CITELIS CNG – z fabrycznie zabudowaną instalacją CNG.

Jeżeli już dziś nie podejmiemy programowego i systemowego działania, w najbliższych kilku latach może nam grozić zaprzepaszczenie szansy rozwoju rynku CNG, który – jak wynika z doświadczeń innych krajów europejskich (np. Ukraina – ok. 200 tys. pojazdów na CNG, Włochy – ok. 500 tys. pojazdów na CNG) – docelowo może stanowić liczący się segment sprzedaży gazu ziemnego.

Obecnie rozwój stacji CNG w regionach w dużej mierze zależy od przychylności i zainteresowania władz miast i samorządów.

– W Wałbrzychu się udało, jesteśmy z tego dumni i nadal będziemy wspierać wszystkich, którzy będą chcieli rozwijać transport na bazie paliwa ekologicznego, jakim jest gaz ziemny – podkreślił podczas konferencji Mirosław Bartolik, wiceprezydent Wałbrzycha.

Ireneusz Zarzecki, prezes Wałbrzyskiego Przedsiębiorstwa Komunikacji, zadeklarował, iż jest gotów wspierać PGNiG w działaniach na rzecz rozwoju CNG. – Zawsze to mówiłem i będę powtarzał w każdym miejscu i czasie: jeżeli zostaną poproszeni o wsparcie w działaniach na rzecz rozwoju CNG, stawię się i będę zachęcał innych do zastosowania tej bezsprzecznie ekologicznej (przyjaznej środowisku i społeczeństwu) i ekonomicznej technologii.

Podczas konferencji prezes MPK Wałbrzych poinformował, że w tym roku wałbrzyskie MPK planuje zakup kolejnych siedmiu autobusów, co uplasuje Wałbrzych na 1. miejscu w Polsce (wspólnie z MPK w Rzeszowie) pod względem wielkości floty na CNG.

Uczestnicy konferencji w przyjętych wnioskach konferencyjnych podkreślili m.in. potrzebę przygotowania wspólnych działań w zakresie gazu ziemnego, stanowiącego paliwo służące poprawie stanu ekologicznego w regionach. ■

Autor jest kierownikiem działu marketingu i rozwoju w Gazowni Wałbrzyskiej.

**Jeżeli nie podejmiemy działań, może nam grozić zaprzepaszczenie szansy rozwoju rynku CNG.**

# Biznesmen – pasjonat

**Marzena Majdzik**

W jednym z poprzednich artykułów wspominałam o planowanych zamierzeniach inwestycyjnych naszej spółki, związanych z doprowadzeniem gazu do terenów, na których do tej pory nie było sieci gazowej.

Taką realizowaną właśnie inwestycją (etap opracowywania dokumentacji projektowej) jest gazyfikacja gminy Miękinia. Kluczowym klientem, którego obiekt zamierzamy przyłączyć do sieci gazowej, *de facto* decydującym o budowie gazociągów w tej gminie, jest Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Bisek. Należąca do tej firmy wytwórnia mas bitumicznych, zlokalizowana w miejscowości Krępice, zużywać będzie ok. 6 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie. Na decyzję o przyłączeniu i zamianie wykorzystywanego obecnie oleju opałowego na gaz ziemny wpłynęły względy ekonomiczne, czyli obniżenie kosztów produkcji asfaltu. A nie jest to zwykły asfalt! To jego ulepszona forma, tak zwany asfalt gumowy, produkowany z domieszką zmielonej gumy, pochodzącej ze zużytych opon. Adam Bisek, właściciel firmy, sprowadził tę technologię do Polski z USA, a oprócz tego skonstruował i opatentował maszynę do uzyskiwania mieszanki mineralno-asfaltowej modyfikowanej gumą.

Adam Bisek nie pierwszy raz podjął się realizacji pionierskiego, w skali kraju, działania, w czym mu z uwagą sekundujemy. Warto podkreślić, że zastosowanie „gumowego” asfaltu to osiągnięcie wielu korzyści naraz – rozwiązanie problemu utylizacji starych opon, uzyskanie nawierzchni dużo trwalszych od tradycyjnych, bardziej odpornych na niekorzystne warunki atmosferyczne (ograniczenie powstawania kolein w okresie letnim i dziur w okresie zimowym), mniejsze ścieranie opon, mniejszy hałas spowodowany ruchem ulicznym



Adam Bisek na tle maszyny do produkcji gumowego asfaltu.

(o ok. 3–4 decybele, stąd jego obiegowa nazwa – cichy asfalt), lepsza przyczepność i skrócenie drogi hamowania (nawet o 25%). Ma jeszcze jedną zaletę – kilkakrotnie cieńsza od warstwy asfaltu tradycyjnego warstwa asfaltu gumowego daje ten sam efekt wytrzymałościowy (np. na powierzchnię z kostki granitowej nakłada się warstwę 4-krotnie cieńszą od warstwy asfaltu tradycyjnego, a na powierzchnię z betonu – nawet 5-krotnie cieńszą!). Dlatego, mimo iż koszt wytworzenia tony takiego asfaltu jest wyższy od tradycyjnego, w końcowym efekcie nawierzchnia z asfaltu gumowego jest tańsza. Dodając do tego zysk wynikający z wieloletniej eksploatacji bez konieczności napraw, wnioski nasuwają się same... Walory gumowego asfaltu docenili już zarządcy dróg ze Szwecji, Czech i Kanady, u których Adam Bisek wdrażał tę technologię. Jak dotąd, najtrudniej z nowinką przebić się na krajowym podwórku, chociaż i tu pozytywne zmiany są zauważalne i zainteresowanie nią rośnie. Do dziś wykonano w Polsce (głównie we Wrocławiu oraz województwach: dolnośląskim, opolskim i lubuskim) ok. 68 km nawierzchni pokrytych „cichym” asfaltem.

Planowane dostarczenie gazu do wytwórni asfaltu to niejedyny powód, dla którego postać Adama Biska pojawiła się w „Przeglądzie Gazowniczym”. Od wielu lat jest on związany z branżą gazowniczą. Dlatego namówiłam pana Adama na krótką rozmowę, której treść wykorzystałam w zamieszczonym artykule.

Swoją pierwszą firmę założył jeszcze w połowie lat 70. ubiegłego stulecia. Zajmowała się wtedy budową przyłączy i instalacji gazowych. Jako niespokojny duch, zawsze poszukiwał nowych pomysłów, pionierskich rozwiązań. Na początku lat 90. ub.w. od niemieckiej firmy Preussag Imbema kupił amerykańską licencję na modernizację sieci metodami bezwykopowymi – U-liner’s, w której wykorzystywano rury z polietylenu firmy Rehau. Wspomina,





Bohater artykułu w otoczeniu uczestników międzynarodowej konferencji „Zielone drogi i redukcja hałasu”, na tle siedziby firmy.

że aby tego dokonać, postawił na szali cały swój majątek. Opłacało się. Pomysł zaowocował wieloma realizacjami. Wrocław, który po poprzednich mieszkańcach przejął schedę w postaci tysiąca kilometrów sieci żeliwnych, musiał w krótkim czasie uporać się z problemem narastających rozszczelnień i wypływu gazu. Po wprowadzeniu do sieci gazu ziemnego, systematycznie zaczęły wysychać złącza kielichowe, wcześniej, przy przesyłaniu wilgotnego gazu miejskiego, świetnie spełniające swoją rolę. Nie udałooby się zrealizować programu wymiany tej sieci, gdyby nie zastosowanie, obok metod



Łączarnia w Krępicach, linia produkcyjna asfaltu gumowego; na pierwszym planie opatentowana maszyna do wytwarzania mieszanek mineralno-bitumicznych modyfikowanych gumą.

tradycyjnych, również metod bezwykopowych. Sięgano wtedy właściwie po wszystkie dostępne na rynkach światowych rozwiązania. Przedsiębiorstwo Adama Biska było prekursorem tych działań w Polsce. Poza metodą U-liner's modernizowało także gazociągi żeliwne metodami: Phoenix (wykładanie wnętrza gazociągu folią) i Encapsulation (doszczelnianie mufowe złączy kielichowych). Wspólnie zmodernizowaliśmy ok. 44 km gazociągów metodą U-liner's i ok. 15 km metodą Phoenix. Najbardziej spektakularną realizacją była modernizacja metodą U-liners gazociągu Dn 400 od pl. 1 Maja (obecnie pl. Jana Pawła II), poprzez ul. Św. Mikołaja, Rynek, do ul. Purkyniego – łącznie ok. 1,5 km w ścisłym centrum Wrocławia. Dziś średnica 400 mm nie robi już takiego wrażenia, ale w owym czasie (1995 r.) była to pierwsza na świecie tego typu realizacja! Firma Bisek współpracowała też z MSG i GSG – zrekonstruowała kil-

ka kilometrów gazociągów w Łodzi i Zabrzu. To nie wszystkie osiągnięcia w zakresie racjonalizacji w gazownictwie – Adam Bisek jest autorem unikatowego systemu stopowania przepływu gazu w sieciach średnioprężnych oraz systemu nawiercania sieci nisko- i średnioprężnych.

Mój rozmówca to niezwykle barwna postać i jego zainteresowania nie ograniczają się tylko do sfery zawodowej. Jest miłośnikiem lotnictwa i zapalonym pilotem. W 2003 r., w 25. rocznicę lotu Polaka w kosmos, współorganizował światowy zlot kosmonautów w Polsce. Goście odwiedzili wtedy również Wrocław, a Adam Bisek przyjmował ich w swojej siedzibie na Żernikach. To wówczas zrodziła się myśl wybudowania Domu Kosmonauty jako centrum spotkań, wymiany wiedzy, doświadczeń, kształcenia adeptów sztuki latania. Dziś dom przybrał już realne kształty... stacji orbitalnej Mir! Jego budowa zakończy się jeszcze w tym roku, a właściciel obiecuje, że w obiekcie zainstalowany zostanie m.in. symulator lotów i nawiązana będzie łączność z Międzynarodową Stacją Kosmiczną.

Osobą łączącą oba projekty – wytwórni asfaltu gumowego i Domu Kosmonauty, jest Jon McBride, amerykański kosmonauta, wiceszef NASA – przyjaciel i partner w interesach Adama Biska. To właśnie on, podczas wizyty Adama Biska w Huston, w Stanach Zjednoczonych „zaraził” go ideą produkcji gumowego asfaltu.

Wspominam o tym także dlatego, że w miejscu, w którym wybudowany został Dom Kosmonauty, powstała, również z inicjatywy naszego rozmówcy, Karczma Gazmajstra. Pan Adam, jako osoba wspierająca i scalająca środowisko biznesowe Wrocławia, stworzył to miejsce, aby podkreślić swoje związki z naszą branżą i dołożyć jeszcze jedną cegiełkę do dzieła integracji.

Z niespotykaną wprost energią wciela w życie hasło reklamowe naszego miasta „Wrocław – miasto spotkań!”.

#### **Dolnośląska Spółka Gazownictwa**

**sp. z o.o.**

ul. Ziębicka 44, 50-507 Wrocław

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

faks (+48) 71 336 78 17

**Adam Bisek  
wciela  
w życie  
hasło  
reklamowe  
naszego  
miasta:  
„Wrocław  
– miasto  
spotkań!”.**

# Kontrola sieci gazowej

**Gabriela Brzoza**

Do podstawowych obowiązków operatora sieci gazowej odpowiedzialnego za ruch sieciowy niewątpliwie należy użytkowanie sieci gazowej w sposób gwarantujący bezpieczeństwo techniczne sieci, ochronę ludzi i środowiska, a także zapewniający ciągłość i niezawodność dostaw gazu ziemnego.

Mając na uwadze właściwe użytkowanie sieci gazowej, w Górnośląskiej Spółce Gazownictwa prowadzona jest systematyczna kontrola szczelności gazociągów wraz z przyłączami, w określonych przedziałach czasowych, zgodnie z obowiązującą w spółce instrukcją – *System kontroli sieci gazowej* (instrukcja).

Dla zachowania bezpieczeństwa eksploatacji sieci gazowej w ramach kontroli szczelności prowadzone jest również patrolowanie gazociągów polegające na obserwacji terenu znajdującego się w obszarze strefy kontrolowanej, obejmujące między innymi:

- sprawdzenie stanu naziemnych części gazociągu oraz jego oznakowania,

- obserwację zmian wegetacji roślin nad gazociągiem,
- obserwację prowadzonych w pobliżu sieci gazowej robót ziemnych lub budowlanych,
- zauważanie oznak podejmowania czynności mogących w jakikolwiek sposób niekorzystnie oddziaływać na bezpieczeństwo terenu znajdującego się w obszarze kontrolowanym.

Wyznaczone terminy kontroli szczelności sieci gazowej, opracowane na podstawie instrukcji, uzależnione są przede wszystkim od stanu technicznego sieci gazowej, specyfiki jej przebiegu, zagęszczenia infrastruktury podziemnej, intensywności zabudowy usytuowanej wzdłuż trasy sieci gazowej oraz od tego, czy sieć gazowa narażona jest na wstrząsy spowodowane ruchem drogowym lub wywołane eksploatacją górniczą.

Dla określenia stopnia zagrożenia oraz prawdopodobieństwa wystąpienia nieszczelności ustalone są 3 kategorie zagrożenia gazowego, dla których określona jest równocześnie częstotliwość przeprowadzenia kontroli sieci gazowej:

- I kategoria – nie rzadziej niż raz na dobę;
- II kategoria – nie rzadziej niż raz na miesiąc;
- III kategoria – nie rzadziej niż raz na kwartał.

Klasyfikacja sieci gazowych do poszczególnych kategorii zagrożenia gazowego prowadzona jest na podstawie zasad ustalonych w instrukcji.

Jeden z oddziałów GSG – Zakład Gazowniczy w Zabrze – jako jedyny zakład gazowniczy w Polsce eksploatuje w jednej trzeciej sieć gazową na obszarach górniczych. W celu poprawy bezpieczeństwa tej eksploatacji na terenach górniczych prowadzone są dodatkowe kontrole szczelności sieci gazowej w ramach zawartych ugód z poszczególnymi kopalniami węgla kamiennego. Obecnie w 11 jednostkach terenowych prowadzone są dodatkowe kontrole sieci gazowej objętej wpływami intensywnej eksploatacji górniczej 18 kopalni węgla kamiennego. Oprócz tego zawsze kontrolowana jest szczelność gazociągów położonych w rejonie zgłoszonego przez kopalnie wstrząsu górniczego.

## KONTROLA DYWANOWA

Zakład Gazowniczy w Zabrze dodatkowe zasady kontroli szczelności gazociągów – oparte na kontroli dywanowej sieci gazowej – wprowadził w 2004 roku. Kontrola dywanowa jest kontrolą dodatkową z uwagi na możliwość jej prowadzenia wyłącznie od kwiet-



*Kontrola sieci w miejscu przejścia gazociągu przez rzekę.*



Kontrola w miejscu napowietrznego przekroczenia gazociągiem przeszkody terenowej.

nia do października (gdy nie ma zmarzliny), czyli kiedy powierzchnia gruntu jest sucha, a wilgotność powietrza mała.

Wprowadzone zasady prowadzenia kontroli dywanowej sieci gazowej w zabrzańskim oddziale obejmują kontrolę w pierwszej kolejności gazociągów:

- znajdujących się w obszarze zabudowanym, zwłaszcza w centrach miast położonych w terenie o gęstym uzbrojeniu podziemnym,
- zlokalizowanych w pobliżu budynków użyteczności publicznej,
- eksploatowanych powyżej 20 lat,
- o zwiększonym stopniu awaryjności w ostatnich latach eksploatacji,
- objętych wpływami eksploatacji górniczej w obszarze zabudowanym.

W ramach wdrożonej kontroli dywanowej w okresie od stycznia 2004 r. do grudnia 2009 r. skontrolowano sieć gazową o łącznej długości 10 765,477 km w stosunku do ogólnej długości sieci gazowej będącej w użytkowaniu O.ZG w Zabrze, wynoszącej 24 780,445 km na 31.12.2009 r. Dane wynikające z przeprowadzonej kontroli dywanowej świadczą o tym, iż na rzecz poprawy technicznego bezpieczeństwa użytkowania sieci gazowej skontrolowano 43% ogólnej długości gazociągów wraz z przyłączami, będących w użytkowaniu Zakładu Gazowniczego w Zabrzu.

Na podstawie przeprowadzonej analizy danych z kontroli dywanowej można stwierdzić, że w okresie sześciu lat od daty rozpoczęcia tej kontroli w ZG w Zabrzu, z 27 obecnie działających rozdzielni gazu, 10 przeprowadziło kontrolę dywanową na ponad 50% obsługiwanej przez siebie sieci gazowej, natomiast 5 jednostek przeprowadziło kontrolę całej sieci gazowej i rozpoczęło jej ponowną kontrolę.

Dzięki prowadzonej przez rozdzielnie gazu kontroli dywanowej sieci gazowej w latach 2004–2009 wykryto i usunięto 2491 nieszczelności, co przyczyniło się w dużej mierze do zmniejszenia zagrożenia i wzrostu bezpieczeństwa technicznego sieci gazowej, zapewniło ochronę ludzi i środowiska naturalnego, w dużym stopniu miało również wpływ na zmniejszenie strat gazu i tym samym obniżenie kosztów eksploatacji.

## PRZYRZĄDY POMIAROWE

Zarówno kontrola szczelności sieci gazowej w ramach obowiązującej w GSG instrukcji, jak i wprowadzona od 2004 r. kontrola dywanowa, wykonywane są za pomocą najnowszej technologii przyrządów pomiarowych do wykrywania gazu, ostrzegania, pomiaru stężenia gazu o dużej czułości ppm, DGW oraz procentowej objętości.

W ostatnich latach wycofano z eksploatacji wszystkie metanomierze typu Vm-1, wykorzystywane przez kontrolerów sieci do kontroli szczelności sieci gazowej. Zastąpiono je przyrządami działającymi w najnowszej technologii produkcji firmy SEWERIN typu PM-300 oraz nowszej generacji typu EX-TEC PM 4.

Wszystkie zabrzańskie rozdzielnie gazu wyposażone zostały w przyrządy do prowadzenia kontroli dywanowej sieci gazowej produkcji firmy SEWERIN typu PORTAFID, VARIOTEC 8-EX, a od ubiegłego roku dodatkowo w 13 przyrządów najnowszego modelu tej firmy do kontroli dywanowej aparatu EX-TEC HS 680 o najnowszych standardach dla urządzeń pomiarowych stosowanych w gazownictwie.

W celu dalszej poprawy bezpieczeństwa w użytkowaniu sieci gazowej Zakład Gazowniczy w Zabrzu od 2009 roku do kontrolowania wykrywania wycieków gazu wprowadził innowacyjną technikę laserową dzięki zakupionym trzem urządzeniom produkcji firmy SEWERIN typu RMLD. Urządzenie to służy do wykrywania wycieków gazu w promieniu 30 metrów i umożliwia przeprowadzenie kontroli w obszarach trudno dostępnych, jak również miejsc napowietrznych przejść i przekroczeń gazociągiem przeszkód terenowych, co obrazują zdjęcia z przeprowadzonej kontroli przez Wydział Obsługi Sieci Wysokoprężnej oraz Rozdzielnię Gazu w Czechowicach-Dziedzicach.

Wprowadzenie tego urządzenia do kontroli szczelności gazociągów w znacznym stopniu umożliwiło przeprowadzenie kontroli miejsc dotychczas niedostępnych i trudno dostępnych, co w znacznym stopniu zwiększyło bezpieczeństwo eksploatacji sieci gazowej.

Kontrola za pomocą urządzenia RLMD – zdalnego laserowego detektora metanu – prowadzona jest na podstawie harmonogramów i nadzorowana jest przez Dział Eksploatacji Sieci. ■

### Górnśląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. w Zabrzu

ul. Szczęść Boże 11, 41-800 Zabrze  
tel. (+48) 32 373 50 00,  
faks (+48) 32 271 78 01  
e-mail: biuro@gsgaz.pl;  
www.gsgaz.pl

**Dzięki prowadzonej przez rozdzielnie gazu kontroli dywanowej sieci gazowej w latach 2004–2009 wykryto i usunięto 2491 nieszczelności.**

**KSG liczy straty powodziowe**

# Pracownicy pomagają poszkodowanym

**Dorota Omylska-Bielat**

Karpacka Spółka Gazownictwa oszacowała już straty wyrządzone przez powódź. Wynoszą one około 30 mln złotych.

rowe, zalane budynki, sprzęt i wyposażenie zakładów gazowniczych. Straty oszacowano po przejściu drugiej fali powodziowej. Najbardziej ucierpiały gazociągi i zalane stacje redukcyjno-pomiarowe. W poszczególnych oddziałach straty w infrastrukturze szacowane są: w Tar-



Zalany Sandomierz przy ul. Portowej  
Fot. archiwum ZG Sanok

**P**owódź, która odebrała dobytek tysiącom polskich rodzin, zniszczyła również infrastrukturę wielu instytucji i firm. Dotknęło to także Karpacką Spółkę Gazownictwa. Kwota w wysokości 30 mln zł obejmuje urwania, wypłyenia i osuwiska gazociągów średniego i niskiego ciśnienia, zniszczone stacje redukcyjno-pomia-

nowie – na 5,15 mln zł, w Jaśle – na 4,5 mln zł, w Krakowie – na 1,8 mln zł, w Rzeszowie – na 391 tys. zł, a w Jarosławiu – na 160 tys. zł. Najdotkliwiej powódź odczuł Zakład Gazowniczy w Sandomierzu – kwota szacunkowa strat to 5 mln zł. Tam zalane zostały budynki administracyjne i magazyny. Pod wodą zniknęły: Rejon Dystrybucji Gazu przy ulicy Portowej wraz z sąsiadującym budynkiem pogotowia gazowego, laboratorium gazowe z warsztatem aparatury kontrolno-pomiarowej i inne budynki gospodarcze. Druga fala wyrządziła wiele szkód w oddziale jasielskim. Na terenie działania Rejonu Dystrybucji Gazu w Nowym Sączu wezbrana woda wypłyca i urwała gazociąg średniego ciśnienia DN 200 mm, pozbawiając tym samym dostępu do gazu około 4 tysięcy użytkowników. Usuwanie skutków powodzi trwało kilka dni.

Fala powodziowa urwała również większe gazociągi na terenie działania Rejonu Dystrybucji Gazu Tarnów. Na początku czerwca doszło do zerwania gazociągu średniego ciśnienia DN 250 mm relacji Wygoda-Mościce w przekroczeniu rzeki Biała. Wypływ gazu z uszkodzonego gazociągu zlikwidowano poprzez zamknięcie zasuw. Awarię usunięto tego samego dnia. Drugi gazociąg, o średnicy DN 160 mm, został



Sandomierz i okolice z lotu ptaka  
Fot. Grzegorz Krzyżanowski



Fot. Sebastian Słodownik

Pomoc ludziom  
Fot. Sebastian Słodownik

**Pracownicy KSG przekazali ze swoich wypłat ponad 103,5 tys. złotych.**

zerwany na terenie osuwiskowym w miejscowości Tworkowa. Wypływający gaz ziemny dostawał się do stojącego nieopodal domu, który był osuszany po pierwszej fali powodziowej. Ze względu na niebezpieczeństwo wybuchu, do akcji ratowniczej zaangażowano jednostki straży pożarnej, które zablokowały przejazd samochodów drogą krajową Brzesko–Nowy Sącz. Natychmiastowa akcja służb pogotowia gazowego umożliwiła zamknięcie gazu na układach zaporowych, ograniczając zagrożenie.

Według raportu, w całej spółce powódź spowodowała 278 awarii sieci dystrybucyjnej, z czego 246 usunięto. Szacunkowa liczba wszystkich użytkowników pozbawionych dostaw gazu wyniosła około 10 tysięcy. W większości przypadków dostawa gazu ziemnego do odbiorców została przywrócona.

W powodzi domy straciło wielu pracowników Karpackiej Spółki Gazownictwa. Najdotkliwiej doświadczeni zostali pracownicy z Sandomierza. Aby pomóc koleżankom i kolegom, którzy w powodzi stracili nieraz dorobek całego życia, pracownicy KSG pospieszili z natychmiastową pomocą i zadeklarowali składkę. Potrącano ją z wypłaty. W ten sposób pracownicy przekazali ponad 103,5 tys. złotych dla powodźian z naszej spółki. Oprócz pomocy pracowniczej, poszczególne oddziały przekazały poszkodowanym jednorazowe darowizny ze swoich budżetów – w sumie wyniosły one ok. 100 tys. złotych.

Pracownicy Centrali PGNiG SA zorganizowali zbórkę środków czystości i koców, które przekazano do Sandomierza. Założono również specjalne konto przy Fundacji PGNiG, na które można wpłacać pieniądze jako pomoc dla powodźian z firm grupy kapitałowej. Poszkodowanych wsparł również Karpaccki Oddział Obrotu Gazem. Pomoc rzeczowa – w postaci wody pitnej – dotarła do potrzebujących już w pierwszych dniach powodzi w Sandomierzu. Przekazana została również darowizna dla szkoły podstawowej, która udzielała powodźianom schronienia i zapewniała im wyżywienie. Pracownicy KSG wyrażali zgodę na potrącenie części swojej wypłaty na pomoc dla poszkodowanych. Swoje deklaracje złożyli również pracownicy Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa, których wpłata w wysokości 21 990 zł zasilła już subkonto KSG. Nie jest to kwota finalna, ponieważ deklaracje wciąż napływają.

Pomoc materialna jest bardzo ważna, ale równie ważne są słowa wsparcia i solidarności. Jako pracownicy różnych placówek jesteśmy oddaleni od siebie czasem o setki kilometrów, jednak słowa wsparcia i otuchy docierają wszędzie. Znajomi dzwonią i oferują pomoc, zewsząd daje się słyszeć słowa współczucia. Ta wspólna walka z żywiołem pokazuje, jaką moc sprawczą może mieć tak duża organizacja. Nadeszła pora, abyśmy tę moc pokazali, razem przetrwali te ciężkie chwile i pomogli odzyskać przynajmniej część tego, co woda zabrała naszym koleżankom i kolegom. ■

Subkonto  
"Pracownicy KSG poszkodowani w powodzi"  
83 1030 1508 0000 0005 0566 8111

**Dziękujemy za pomoc!**

**Karpacka Spółka Gazownictwa sp. z o.o. w Tarnowie**

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.ksgaz.pl

# KOR-GAZ-NET 2010

**Joanna Pindelska, Wojciech Kietliński**

Pierwsza konferencja, skupiająca specjalistów ochrony przeciwkorozyjnej, współorganizowana przez Oddział Łódzki SITPNiG – Koło MSG, pod hasłem „Miejsce technologii ochrony katodowej we współczesnym gazownictwie” odbyła się 9–11 marca 2010 r. w Słoku pod Bełchatowem.

**P**otrzeba zorganizowania tak specjalistycznej konferencji zrodziła się ze spotkań roboczych poświęconych ochronie przeciwkorozyjnej, organizowanych od 2004 roku przez Biuro Zarządzania Majątkiem Sieciowym MSG. Konferencja, nad którą patronat objęli prezesi PGNiG, OGP GAZ–SYSTEM oraz Mazowieckiej Spółki Gazownictwa, zgromadziła prawie 120 uczestników z całej Polski i przedstawiciele dostawców nowych technologii i usług z kraju i zagranicy.

Szczególne miejsce podczas konferencji poświęcono standardom technicznym IGG, z których dwa pierwsze: ST-IGG-0601:2008 „Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Wymagania funkcjonalne i zalecenia” oraz ST-IGG-0602: 2009 „Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Ochrona katodowa. Projektowanie, budowa i użytkowanie” dotyczyły właśnie ochrony katodowej.



W maju, w ramach III edycji konkursu Pracodawca Przyjazny Pracownikom, NSZZ „Solidarność” wręczyła 16 firmom, w tym Mazowieckiej Spółce Gazownictwa, certyfikaty przyjaznego pracodawcy. W imieniu MSG nagrodę odebrał prezes Jan Anysz w towarzystwie Marioli Balcer z OZP oraz Ireny Jastrzębskiej z OZG Warszawa.

Referat Anatola Tkacza, pełniącego funkcję sekretarza Komitetu Standardów Technicznych (KST) przy IGG: „Wprowadzenie standardów technicznych do działalności przedsiębiorstw gazowniczych” przybliżył zasady opracowywania i wdrażania standardów, plan pracy zespołów roboczych działających w ramach KST oraz rozpoczął dyskusję o roli standardów w działalności operatorów systemów gazowych. Natomiast wprowadzenie do dyskusji panelowej stanowiły przedstawione przez Wojciecha Kietlińskiego praktyczne działania i doświadczenia operatora na przykładzie Mazowieckiej Spółki Gazownictwa. W referacie „Ochrona przeciwkorozyjna sieci dystrybucyjnej a wymagania standardów technicznych” omówiono m.in. sposób wdrażania standardów, praktykę w zakresie pozyskiwania i szkolenia personelu, organizację współpracy służb odpowiedzialnych za opracowanie polityki i wdrożenie w poszczególnych zakładach gazowniczych. W panelu dyskusyjnym przedstawiciele operatorów systemów dystrybucyjnych oraz OGP GAZ–SYSTEM Gdańsk skoncentrowali się na metodyce opracowywania i wdrażania standardów oraz problemach z pozyskiwaniem wysoko wykwalifikowanych pracowników.

Odpowiedzią na pojawiające się obawy związane z systemem kształcenia i doskonalenia kadr technicznych w dobie szybko zmieniających się technologii było wystąpienie Wojciecha Sokólskiego „Certyfikacja personelu ochrony katodowej”. Zaprezentowana w referacie koncepcja wdrożenia normy EN 15257 „Ochrona katodowa – poziomy kompetencji i certyfikacja personelu ochrony katodowej” obejmuje wszystkie wymagane etapy podnoszenia kwalifikacji zawodowych w formie szkoleń, kursów oraz praktyk wraz z oceną wiedzy i doświadczenia przez UDT-CERT. Jednocześnie autor, w ślad za faktem uznania normy EN 15257, wskazał na potrzebę konsekwentnej nowelizacji polskich przepisów związanych z kwalifikacjami zawodowymi, w tym w zakresie przypisania kompetencji do poszczególnych czynności ochrony katodowej.

Wskazywane w poprzednich wystąpieniach potrzeby szkolenia specjalistycznych kadr technicznych omówił przedstawiciel środowiska akademickiego, Kazimierz Darowicki, z Katedry Elektrochemii Korozji i Inżynierii Materiałowej Politechniki Gdańskiej w referacie pt. „System szkolenia w ochronie przed korozją”. Przedstawiona oferta edukacyjna Politechniki Gdańskiej – studia inżynierskie, studia podyplomowe, kursy inspektorów powłok malarskich czy kursy inspektorów ochrony elektrochemicznej – or-





**Obecnie specjalistyczne konferencje można uznać za ważny element edukacji i rozwoju personelu technicznego.**

ganizowane zarówno w Gdańsku, jak i w siedzibach firm na terenie całego kraju – wskazała na elastyczność uczelni oraz znajomość potrzeb edukacyjnych w tym zakresie.

W przyjętą konwencję wymiany doświadczeń wpiły się także praktyczne aspekty związane z realizacją zadań z zakresu ochrony katodowej na przykładzie systemu monitoringu ochrony katodowej w Zakładzie Gazowniczym Mińsk Mazowiecki oraz doświadczeń Zakładu Gazowniczego Radom w zakresie pozyskiwania kadry inżynierskiej. Ciekawe przypadki z codziennych badań i pomiarów diagnostycznych oraz metody zapobiegania zjawiskom korozyjnym prezentowały referaty przedstawicieli operatorów: gazociągu tranzytowego EuroPolGaz – Teresy Zaborowskiej, OGP GAZ–SYSTEM – Hanny Matus, a także prezesa Stopaę Europe – Fritsa Doddema na przykładzie gazociągu Gasunie Północ–Południe. Bogato ilustrowane zdjęciami, jednoznacznie wskazywały na główne problemy w użytkowaniu stalowych sieci gazowych. Ich korzenie sięgają niejednokrotnie niedociągnięć na etapie projektowania oraz budowy, skutkując rozszczelnianiem sieci stalowych wskutek postępujących procesów korozyjnych. Prezentowane we wszystkich wspomnianych referatach działania i plany w zakresie profilaktyki były zbieżne, wskazując na trafność stosowanych technologii oraz metodyki napraw.

Kluczowy temat konferencji, wokół którego skupiły się dyskusje, czyli standardy techniczne IGG opracowywane od 2006 roku w ramach prac Komitetu Standardów Technicznych, wskazał na konieczność jednoznacznego określenia roli i metodyki ich wdrażania w gazownictwie. Postawione pytanie: standard techniczny jako zapis wymagań obligatoryjnych czy zapis dobrych praktyk i szerokiej informacji o rozwiązaniach technicznych to podstawowy problem do dalszych rozstrzygnięć branżowych. Konferencja wskazała również na konieczność stworzenia wspól-

nej platformy, np. w ramach konferencji uzgodnieniowych poprzedzających przyjmowanie standardów technicznych. Miałyby one umożliwiać dyskusje specjalistów reprezentujących zarówno operatorów systemów gazowych, jak i producentów czy dostawców usług.

Ze względu na to, iż wdrażane technologie ochrony katodowej powinny odgrywać istotną rolę w utrzymaniu bezpieczeństwa i ciągłości dostaw gazu, uczestnicy konferencji wskazali także na potrzebę ścisłej wymiany doświadczeń zarówno w sferze zastosowań nowych technologii, jak również rozwiązań organizacyjnych przedsiębiorstw gazowniczych. Ponadto, zapewnienie odpowiednich kadr dla gazownictwa wymusza wdrażanie usystematyzowanej metodyki certyfikacji personelu i rozwijania różnorodnych programów szkoleniowych w zawodowych szkołach średnich, uczelniach technicznych i na specjalistycznych kursach.

Obecnie specjalistyczne konferencje można uznać za ważny element edukacji i rozwoju personelu technicznego. Dlatego organizatorzy już teraz zaplanowali kolejną konferencję KOR-GAZ-NET, która odbędzie się za dwa lata. Natomiast w roku 2011 zapraszamy na TOP GAZ, czyli techniki pomiarowe – również organizowane przez łódzki oddział SITPNIg. ■

Joanna Pindelska jest dyrektorem OZG Mińsk Mazowiecki. Wojciech Kietliński jest dyrektorem Biura Zarządzania Majątkiem Sieciowym OZP.

**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

# Książka zleceniami pisana

**Wojciech Czapiewski**

We wrześniu 2009 roku we wszystkich rejonach dystrybucji gazu w Pomorskiej Spółce Gazownictwa Oddziale Zakład Gazowniczy w Gdańsku wprowadzono *Książkę Instalatora – elektroniczny program służący do rozliczania zleceń instalacyjnych i sieciowych*.

Prace nad powstaniem programu rozpoczęto na początku 2009 roku. Główny cel stworzenia aplikacji to ułatwienie rejestrowania zleceń eksploatacyjnych, skrócenie do niezbędnego minimum czasu przeznaczanego na comiesięczne rozliczenia kosztów związanych z roboczogodzinami pracowników i przejechanych przez samochody kilometrów oraz ułatwienie wprowadzania dużych ilości danych do systemu X-TIME, służącego do rozliczania czasu pracy. Dodatkowym powodem była konieczność ujednoczenia w całym oddziale sposobu rozliczania czasu pracy przez poszczególne komórki organizacyjne.

W pierwszym etapie w porozumieniu ze służbami księgowymi opracowano *Słownik usług*, czyli zestawienie prac najczęściej wykonywanych w komórkach eksploatacyjnych, przyporządkowując im obowiązujące normy czasowe oraz odpowiednie

stanowiska kosztów. Słownik ten oparto na obowiązującej w PSG *Instrukcji kosztowej*, obowiązującym *Cenniku usług gazowniczych* oraz zestawiając inne, nieobjęte cennikiem czynności. Ze względu na różnorodność wykonywanych zadań, w celu poprawienia czytelności danych oraz ułatwienia pracy użytkownikom, poszczególnym usługom przypisano trzycyfrowy kod. Następnie usystematyzowano je w logicznie powiązane grupy ułatwiające znalezienie właściwej czynności. W kolejnym

#### **Książka Instalatora w liczbach:**

- 14–15 tysięcy miesięcznie wprowadzanych zleceń
- 157 tysięcy wprowadzonych zleceń od momentu uruchomienia
- 9 grup usług
- 154 usługi
- 190 zarejestrowanych użytkowników
- 28–35 tysięcy rekordów miesięcznie eksportowanych do X-TIME.

etapie informatykom, od lat współpracującym z naszą spółką, zaproponowano sporządzenie wstępnego zarysu programu. Na kilku spotkaniach, w których brali udział przedstawiciele służb księgowych i informatycznych z oddziału oraz eksploatacyjnych Rejonu Dystrybucji Gazu w Gdańsku, projektantowi aplikacji przedstawiono schemat postępowania: od zlecenia usługi do rozliczenia wszystkich kosztów. Na tej podstawie powstała pierwsza testowa wersja programu, uruchomiona w czerwcu 2009 roku.

Działem, który jako pierwszy rozpoczął testy aplikacji, był Rejon Dystrybucji Gazu w Gdańsku. Wiązało się to z rejestrowaniem i rozliczaniem zleceń na obowiązujących zasadach oraz – dodatkowo – w testowanej *Książce Instalatora*. W lipcu, po stwierdzeniu poprawności działania, uruchomiono testy w całym Oddziale Zakład Gazowniczy w Gdańsku. Po sprawdzeniu funkcjonowania, usunięciu zauważonych błędów oraz wprowadzeniu poprawek zwiększających ergonomię pracy, podjęto decyzję o oficjalnym wprowadzeniu *Książki*, jako narzędzia wspomagającego miesięczne rozliczenia. Wdrożenie poprzedziło szkolenie pracowników zajmujących się rozliczaniem podległych zatrudnionych. Do końca 2009 roku na podstawie sugestii i życzeń użytkow-



Radosław Maliszewski i Michał Jasiuwnias z OZG w Gdańsku wprowadzają zlecenia do systemu.

ników wprowadzono wiele poprawek i udoskonaleń poszczególnych części aplikacji. Wraz ze startem systemu SAP w styczniu 2010 roku konieczne było dostosowanie *Książki Instalatora* do nowej instrukcji kosztowej i do zasad rozliczania poszczególnych zleceń. Przeprogramowano wewnętrzne procedury, przystosowano słowniki oraz rozbudowano okno wprowadzania zleceń, dodając nowe pola do wprowadzania danych niezbędnych do prawidłowej współpracy z systemem SAP.

W celu zapewnienia w poszczególnych rejonach dystrybucji gazu prawidłowego funkcjonowania *Książki Instalatora* oraz usprawnienia kontroli nad jakością wprowadzanych danych, dyrektor OZG w Gdańsku wyznaczył administratorów lokalnych. Nadzór nad całością prowadzony jest centralnie przez administratora oddziałowego, który czuwa nad uprawnieniami użytkowników i słownikami mającymi wpływ na funkcjonowanie całego systemu oraz rozwiązuje bieżące problemy związane z funkcjonowaniem programu. Administrator przekazuje też do autora aplikacji wszelkie uwagi mające poprawić i usprawnić wprowadzanie danych i dokonywanie rozliczeń. Ponadto, w celu umożliwienia rozliczenia, po zakończeniu rejestrowania zleceń za poprzedni miesiąc, wprowadza dane uzyskane z *Rejestru Czasu Pracy Instalatora* (RCP) pracowników rozliczanych za pomocą *Książki Instalatora*, niezbędne do wyeksportowania rozliczonych godzin do X-TIME.

#### Główne funkcje *Książki Instalatora* to:

- 1) rejestracja zleceń instalacyjnych, sieciowych i inwestycyjnych,
- 2) rozliczanie na poszczególne numery zleceń i elementy PSP roboczogodzin pracowników,
- 3) eksport roboczogodzin do X-TIME,
- 4) rozliczanie przejechanych kilometrów na poszczególne numery zleceń i elementy PSP,
- 5) eksport kilometrów na elektroniczne karty drogowe.

Dodatkowo program umożliwia:

- 1) podgląd dziennego obciążenia roboczogodzinami poszczególnych pracowników,
- 2) przeglądanie zapisanych zleceń,
- 3) wyszukiwanie zleceń z zastosowaniem wielopoziomowych filtrów,
- 4) podgląd historii realizowanych zleceń na poszczególnych adresach,
- 5) eksport zapisanych danych do Excela w celu przeprowadzenia bardziej skomplikowanych analiz i porównań.

Powstanie *Książki Instalatora* pozwoliło na:

- wyeliminowanie papierowych rejestrów zleceń realizowanych przez służby eksploatacyjne oddziału,
- wyeliminowanie potrzeby znajomości numerów zleceń i norm roboczogodzin na większość usług, które na stałe przypisano do poszczególnych czynności,
- zoptymalizowanie sposobu rejestracji i rozliczenia zleceń przez zastosowanie słowników m.in. monterów, samochodów oraz usług pozwalających na wybranie powtarzających się danych,
- kontrolę i nadzór nad jednolitym stosowaniem cenników i instrukcji kosztowych,
- kontrolę i nadzór nad poprawnością rozliczania kosztów w poszczególnych jednostkach,
- usprawnienie wprowadzania dużych ilości danych do systemu X-TIME,
- gromadzenie danych dotyczących kilometrów przejechanych przez pojazdy służbowe oraz łatwe wypełnianie elektronicznych kart drogowych.

Aby w pełni wykorzystać możliwości programu, planowane jest rozbudowanie *Książki Instalatora* o moduł gospodarki gazomierzami. Rozszerzenie funkcjonalności umożliwi kompleksowe zarządzanie przepływem gazomierzy, plomb oraz reduktorów. Pozwoli też na sprawniejszą kontrolę i łatwiejsze dysponowanie posiadanymi urządzeniami pomiarowymi, zminimalizuje ilość papierowej dokumentacji niezbędnej do nadzoru nad urządzeniami podlegającymi ścisłemu zarachowaniu.

Niewątpliwą zaletą *Książki Instalatora* jest szybkość działania oraz prostota obsługi wymagająca od użytkownika wprowadzającego dane podstawowej znajomości obsługi aplikacji biurowych oraz niezbędnych zasad rozliczania kosztów w spółce. Rozpoczęcie korzystania z programu wymaga jedynie krótkiego szkolenia. Wprowadzanie danych, które przeważnie polega na wyborze właściwych wartości ze słowników, eliminuje konieczność żmudnego, wielokrotnego wpisywania tych samych danych oraz ogranicza do minimum możliwość powstania błędów. Korzystanie z aplikacji pozwala też na automatyczne wprowadzenie danych do X-TIME, likwidując ręczne, a więc uciążliwe i czasochłonne, rozpisywanie przepracowanych roboczogodzin w systemie. Ponadto, na podstawie zebranych danych można przeprowadzać szczegółowe analizy wykonanych czynności oraz porównać między sobą poszczególne jednostki oddziału. ■

#### **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, www.psgaz.pl

**Aby  
w pełni  
wykorzystać  
możliwości  
programu,  
planowane  
jest rozbudowanie  
*Książki  
Instalatora*  
o moduł  
gospodarki  
gazomierzami.**



## Udana i rekordowa operacja

Rozmowa z Grzegorzem Bartoszewskim,  
członkiem zarządu Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa

**Wielka operacja przestawiania na gaz wysoko-metanowy w Poznaniu i kilku powiatach wschodniej Wielkopolski dobiegła końca. Jaka była skala tego przedsięwzięcia?**

Ogromna. Tak wielkiej i tak trudnej operacji nikt wcześniej w Polsce nie przeprowadzał. W latach 2008–2009 musieliśmy przystosować do przesyłu nowego rodzaju paliwa znaczną część naszej infrastruktury dystrybucyjnej. Między innymi wymieniliśmy około 31 000 reduktorów i stabilizatorów. Jednocześnie przestawiliśmy na gaz E około 378 000 urządzeń gazowych i wymieniliśmy około 7200 urządzeń u około 270 000 odbiorców. Wykonaliśmy to w dwóch czteromiesięcznych okresach.

**Kilkadziesiąt lat temu przestawianie z gazu kłasyfikacyjnego na gaz ziemny to też nie była bagatelą.**

Zgoda, ale ówczesne operacje były zdecydowanie mniej skomplikowane. Nieporównywalnie mniejsza była różnorodność urządzeń – adaptacji podlegały wówczas przede wszystkim kuchenki gazowe i podgrzewacze. Obecnie – przed przystąpieniem do realizacji procesu przestawiania – uznaliśmy za niezbędne przeprowadzenie inwentaryzacji urządzeń, które są użytkowane przez poszczególnych odbiorców. Na tej podstawie można było przekazać wykonawcom precyzyjne informacje o ich typie, liczbie i lokalizacji. Pozwoliło to firmom wykonawczym na zaopatrzenie się w niezbędne materiały oraz właściwy dobór pracowników o odpowiednich kwalifikacjach. Przygotowanie tej operacji i następnie jej sprawne przeprowadzenie wymagało ciężkiej pracy wielu osób, przy jednoczesnej koordynacji działań różnych podmiotów. Gdy w 2007 roku Zarząd PGNiG podjął decyzję o kontynuacji przerwanej w 2004 roku przestawiania aglomeracji poznańskiej i wyznaczył nam rolę inwestora zastępczego, powołaliśmy specjalny zespół, który zajął się logistyką tego przedsięwzięcia. Dodam jeszcze, że pierwotnie PGNiG chciało, abyśmy dokończyli tę operację w jednym, 2008 roku, od maja do połowy września. Przekonaliśmy Zarząd PGNiG, że wiązałoby to się ze zbyt dużym ryzykiem niewywiązania się z tego zadania i rozłożono operację na dwa lata.

**Czy rola WSG sprowadzała się tylko do roli inwestora zastępczego?**

Nie, byliśmy też wykonawcą wielu innych prac. Wszystkie prace sieciowe związane z podziałem całego obszaru na sektory były realizowane przez nasze służby. Wymiana paliwa gazowego w wyodrębnionych sektorach, badanie jego jakości, wymiana reduktorów i stabilizatorów to tylko niektóre realizowane przez nas czynności.

**I udało się. Wszystko poszło jak z płatka?**

Początkowo było trochę problemów, na przykład z dotarciem ze stosownymi informacjami do niektórych odbiorców. Szybko wyciągaliśmy jednak wnioski. Jeszcze bardziej poszerzyliśmy kanały informacyjne, m.in. o ambony kościelne, uruchomiliśmy specjalny program monitorowania reklamacji wpływających do nas i do podwykonawców, korygowaliśmy procedury. Sterowanie całym procesem ułatwiło nam elektroniczne przekazywanie danych. Najważniejsze, że osiągnęliśmy to, na czym nam najbardziej zależało. Przeprowadziliśmy tę ogromną operację bezpiecznie, bez nieszczęśliwych wypadków, w założonym terminie i w sposób zgodny z oczekiwaniami zleceniodawcy – PGNiG SA.

Zrobiliśmy bardzo wiele, aby ta akcja była jak najmniej uciążliwa dla naszych odbiorców. Potężna armia instalatorów i monterów (kilkaset osób) sprawnie przestawiła gazowniczą infrastrukturę i urządzenia, dotrzymując terminów zaplanowanych dla poszczególnych sektorów. W przypadku odbiorców przemysłowych, u których nie mogło dojść do przerw w dostawie gazu, np. w odlewniach, hutach szkła, nasi pracownicy i podwykonawcy pracowali w weekendy i w nocy. Dzięki temu u tych odbiorców przejście na nowy rodzaj paliwa gazowego odbyło się płynnie i bez zbędnych przestoju. To były bardzo precyzyjnie przygotowane i przeprowadzone działania.

Chciałbym serdecznie podziękować wszystkim pracownikom Oddziału Zarząd Przedsiębiorstwa i Zakładu Gazowniczego w Poznaniu oraz wszystkim podwykonawcom za sumienną, pełną zaangażowania i poświęcenia pracę podczas tej operacji. Jesteśmy też wdzięczni za wzorową współpracę Gazowni Poznań-

skiej i Oddziałowi Regionalnemu Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM.

#### Co WSG dała ta operacja?

To dla nas duża ulga. Wreszcie mamy w poznańskiej sieci jeden rodzaj gazu oraz dwustronne zasilanie całej aglomeracji poznańskiej. To ma podstawowe znaczenie dla stabilności dostaw gazu do odbiorców. Jeden rodzaj gazu ułatwia nam także eksploatację sieci, na przykład nie ma już potrzeby równoczesnego posiadania przez brygady pogotowia gazowego reduktorów dla gazu Ls i E, prostsze stało się także sterowanie pracą sieci dystrybucyjnej, bilansowanie systemu oraz prowadzenie rozliczeń. Do tego wszystkiego należy dodać wzrost przepustowości istniejącej sieci gazowej, wynikający z wyższej kaloryczności gazu wysokometanowego.

Dziś gaz naazotowany Ls mamy już tylko w okoli-

cach Nowego Tomysła na obszarze działania O/ZG w Poznaniu oraz w tzw. pasie nadmorskim, na terenie działania O/ZG w Koszalinie. Operacja przedstawiana przyspieszyła też budowę nowych i modernizację niektórych odcinków starych gazociągów, a także wymianę optymalizacyjną gazomierzy u tysięcy odbiorców.

Reasumując – realizacja tego wielkiego i trudnego przedsięwzięcia pokazała, że jesteśmy w pełni profesjonalną firmą, która – opierając się na głębokiej, fachowej wiedzy naszych pracowników – jest zdolna do wykonania złożonych i niezwykle skomplikowanych zadań związanych z gazownictwem. ■

**Leszek Łuczak**

Fot. Mariusz Forecki

## Strażacy a gaz

O miejscu pożaru lub awarii, w tym także związanych z możliwością eksplozji gazu z sieci lub instalacji gazowej, na ogół pierwsi odbierają informację (zgłoszenie) strażacy i oni jako pierwsi pojawiają się w miejscu zdarzenia. Od szybkości i poprawności działania strażaków zależy, czy pożar lub awaria nie zwiększą skali nieszczęścia wskutek eksplozji paliwa gazowego. Dlatego wskazane jest pogłębianie wiedzy strażaków w zakresie gazownictwa.

**W**kwietniu br. w trzech sesjach przeszkolono na terenie obiektów RDG Piła 75 strażaków ze specjalistycznych grup ratownictwa chemiczno-ekologicznego Komendy Powiatowej Państwowej Straży Pożarnej i ochotniczych straży pożarnych z powiatu pilskiego. Najpierw wysłuchali wykładu H. Grabowskiego, kierownika RDG Piła, na temat bezpiecznej eksploatacji sieci gazowej, możliwych awarii i lokalizacji gazociągów w powiecie pilskim. Następnie zademonstrowano im działanie i wyposażenie pogotowia gazowego i brygad sieciowych, pokazano między innymi balonowe zamykanie przepływu gazu na czynnych gazociągach, wykonywanie odgałęzień, sposoby wycinania uszkodzonych fragmentów gazociągów, technologię zakładania i zwalniania zacisków mechanicznych i hydraulicznych na gazociągach PE. Pilscy strażacy poznali też metody lokalizowania miejsc ulotów gazu i mierzenia ich wielkości, metody lokalizowania podziemnych gazociągów, dywanowe kontrole szczelności gazociągów oraz szczelności izolacji gazociągów stalowych. Mieli także



okazję poznać pracę stacji redukcyjno-pomiarowych I i II stopnia. Po tym kursie otrzymali specjalnie dla nich przygotowany skrypt opracowany przez H. Grabowskiego.

Uzyskana wiedza pozwoli pilskim strażakom jeszcze lepiej działać w zakresie prewencji i podczas akcji ratunkowych, efektywniej współpracować w sytuacjach kryzysowych ze służbami gazowniczymi. Gazownicze *know-how* pomoże także strażakom dyżurnym, odbierającym zgłoszenia alarmowe, w sposób bardziej precyzyjny zasięgać informacji i szybciej podejmować właściwe decyzje o rodzaju działań ratunkowych. ■

**L.Ł.**

#### **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

# Startują inwestycje infrastrukturalne

## Gazociąg Jeleniów-Dziwiszów dofinansowany ze środków Unii Europejskiej

Kolejny projekt inwestycyjny Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. pozyskał finansowanie ze środków unijnych. Spółka podpisała z Instytutem Nafty i Gazu umowę na dofinansowanie projektu „Gazociąg Jeleniów-Dziwiszów” w ramach Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko” 2007-2013.

Gazociąg Jeleniów-Dziwiszów – o długości 65 kilometrów – będzie zlokalizowany na obszarze województwa dolnośląskiego. Realizacja projektu jest istotnym elementem wzmocnienia bezpieczeństwa

dostaw gazu do Polski i stworzenia technicznych możliwości jego transportu z kierunków innych niż wschodni.

Przedmiotem umowy zawartej z Instytutem Nafty i Gazu jest dofinansowanie budowy gazociągu „Jeleniów-Dziwiszów” w wysokości 65 099 700,00 PLN, co stanowi ponad 43% kwoty kosztów kwalifikowanych poniesionych w toku realizacji tej inwestycji.

Obecnie opracowywana jest dokumentacja projektowa gazociągu. Termin zakończenia projektu budowlanego i wykonawczego wraz z uzyskaniem pozwolenia na budowę przewidziany jest na październik 2010 r., a jej zakończenie planowane jest na 2011 rok.

Oprócz gazociągu Jeleniów-Dziwiszów GAZ-SYSTEM S.A. realizuje na terenie Dolnego Śląska projekty budowy gazociągów: Polkowice-Żary oraz Taczalin-Radakowice-Gałów. Realizacja tych inwestycji zagwarantuje większą niezawodność oraz elastyczność systemu przesyłowego w tym regionie. Inwestycje umożliwią również odbiór zwiększonych ilości gazu z punktu w Lasowie na granicy polsko-niemieckiej.

Z funduszy programu dofinansowany jest już gazociąg Włocławek-Gdynia. Poza tym na liście podstawowych inwestycji GAZ-SYSTEM S.A. planowanych do dofinansowania przewidziane są następujące gazociągi: Szczecin-Gdańsk, Gustorzyn-Odołanów, Szczecin-Lwówek, Rembelszczyzna-Gustorzyn, Polkowice-Żary. Planowana kwota dofinansowania tych inwestycji to ok. 1,2 mld zł. Ponadto, na liście rezerwowej znajdują się gazociągi: Strachocina-Pogórska Wola, Hermanowice-Strachocina, Zdieszowice-Wrocław, Skoczów-Komorowice-Oświęcim.

## Dofinansowanie z UE dla gazociągu Baltic Pipe

Decyzją Komisji Europejskiej z 26 maja 2010 roku GAZ-SYSTEM S.A. uzyskał dofinansowanie Unii Europejskiej (program TEN-E 2009) na przeprowadzenie badań związanych z fazą przedinwestycyjną dla gazociągu bałtyckiego (Baltic Pipe) łączącego Polskę z Danią.

Gazociąg bałtycki stanowi przedmiot zainteresowania Komisji Europejskiej i w przyszłości mógłby stać się elementem tzw. Skandynawskiego Pierścienia Gazowego.



**Najlepszy  
Pracodawca  
2010**

### GAZ-SYSTEM S.A. jednym z Najlepszych Pracodawców 2010 r.

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. zajął 3. miejsce w kategorii „Duże firmy” w rankingu Najlepszych Pracodawców 2010 roku. Spółka odnotowała największy wzrost zaangażowania pracowników w historii polskiej edycji rankingu w porównaniu z wynikami badania z 2008 roku.

W badaniu zaangażowania udział wzięło 765 pracowników i 25 przedstawicieli kadry zarządzającej GAZ-SYSTEM S.A. Wskaźnik zaangażowania osób zatrudnionych w spółce oceniono na bardzo wysokim poziomie – około 73%. Uzyskany rezultat plasuje GAZ-SYSTEM S.A. o 25 punktów procentowych powyżej średniej w Polsce oraz o 32 punkty procentowe powyżej średniej w branży energetycznej.

GAZ-SYSTEM S.A. uzyskał również świetny rezultat w badaniu poziomu satysfakcji z pracy. Ogólne zadowolenie ze swojego miejsca pracy deklaruje 81% badanych pracowników, a aż 78% ocenia swojego pracodawcę lepiej niż inne firmy, w których potencjalnie mogliby pracować.

GAZ-SYSTEM S.A. zajął także wysokie, 5. miejsce w kategorii Duże Przedsiębiorstwa w przeprowadzonym przez Hewitt Associates badaniu Najlepsi Pracodawcy w Europie Środkowej i Wschodniej. Hewitt zebrał opinie 123 000 pracowników i 2700 przedstawicieli najwyższej kadry zarządzającej aż w 700 organizacjach w Europie Środkowej i Wschodniej. Badanie objęło firmy liczące minimum 50 pracowników, działające na rynku od co najmniej dwóch lat.

Maksymalna wartość pomocy finansowej przyznanej w zakresie transeuropejskich sieci transportowych i energetycznych dla projektu wyniesie 1,12 mln EUR, co stanowi 50% szacunkowych kosztów kwalifikowanych tego projektu. Środki finansowe będą przeznaczone m.in. na przeprowadzenie geotechnicznych badań dna morskiego oraz monitoringu środowiskowego.

### **GAZ-SYSTEM S.A. projektuje najważniejszy gazociąg na polskim Pomorzu**

**GAZ-SYSTEM S.A. przygotowuje projekt budowlany i wykonawczy dla gazociągu wysokiego ciśnienia łączącego Szczecin z Gdańskiem.**

Budowa połączenia gazowego między Szczecinem a Gdańskiem jest elementem wzmocnienia systemu przesyłowego w północno-zachodniej Polsce. Realizacja inwestycji stworzy techniczne możliwości do transportu zwiększonych ilości gazu ziemnego z nowego kierunku dostaw – gazociąg będzie pełnił kluczową rolę w przesyłce gazu pochodzącego z terminalu LNG, który powstanie w Świnoujściu. Rozbudowa infrastruktury gazowej w rejonie Morza Bałtyckiego stworzy także krajom skandynawskim możliwość dostępu do gazu skroplonego sprowadzanego za pośrednictwem terminalu na polskim wybrzeżu.

Gazociąg Szczecin–Gdańsk o długości około 265 km i średnicy 700 mm zostanie wybudowany na obszarze województwa zachodniopomorskiego i pomorskiego. Będzie najdłuższy wśród wszystkich gazociągów przewidzianych w planie inwestycyjnym GAZ-SYSTEM S.A. do 2014 r.

Termin zakończenia opracowania dokumentacji projektowej (projekt budowlany i wykonawczy, w tym uzyskanie decyzji lokalizacyjnej inwestycji oraz decyzji o pozwoleniu na budowę) planowany jest na drugą połowę 2011 r. Po tym etapie możliwe będzie ogłoszenie przetargu na budowę gazociągu. Harmonogram inwestycji przewiduje zakończenie budowy gazociągu w 2013 roku.

Budowa gazociągu Szczecin–Gdańsk planowana jest do dofinansowania z Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko” 2007–2013 (POIiŚ), zatwierdzonego przez Komisję Europejską 7 grudnia 2007 r. Przewidywana wartość dofinansowania wynosi 302,11 mln złotych.

### **GAZ-SYSTEM S.A. rozpoczyna prace projektowe nad gazociągiem Świnoujście–Szczecin**

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. rozpoczyna realizację strategicznego dla terminalu LNG w Świnoujściu gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Świnoujście–Szczecin. Gazociąg połączy terminal skroplonego gazu ziemnego (LNG) z krajową siecią przesyłową i pozwoli na przesył gazu pochodzącego z nowego kierunku dostaw.



### **GAZ-SYSTEM S.A. Firmą Wysokiej Reputacji**

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. został nagrodzony tytułem PremiumBrand w V edycji badania.

GAZ-SYSTEM poddał się weryfikacji reputacji w biznesie, w kategorii B2B, zdobywając tytuł Firmy Wysokiej Reputacji.

Ogólny wskaźnik reputacji marki Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. wyniósł 68%.

Gazociąg Świnoujście–Szczecin stanowi istotny element w rozwoju transgranicznej infrastruktury przesyłowej w rejonie Morza Bałtyckiego. Dzięki temu gazociągowi możliwy będzie przesył gazu z terminalu LNG w Świnoujściu dla zainteresowanych firm z krajów skandynawskich, po planowanym połączeniu polskiego systemu przesyłowego z systemem duńskim poprzez gazociąg Baltic Pipe. Rozbudowa infrastruktury transgranicznej w rejonie Morza Bałtyckiego umożliwi krajom skandynawskim dostęp do globalnego rynku skroplonego gazu ziemnego (LNG) z wykorzystaniem polskiej infrastruktury do regazyfikacji w Świnoujściu.

Budowa gazociągu Świnoujście–Szczecin będzie dofinansowana z unijnego programu „European Energy Plan for Recovery”, który ma się przyczynić do ożywienia gospodarczego w Unii Europejskiej i podniesienia bezpieczeństwa dostaw energii dzięki realizacji transgranicznej infrastruktury.

Gazociąg Świnoujście–Szczecin będzie miał długość około 80 km i średnicę 800 mm. Wykonawca projektu budowlanego i wykonawczego inwestycji został wybrany w wyniku publicznego postępowania przetargowego. Jest nim Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa GAZOPROJEKT S.A. we Wrocławiu.

Zakończenie opracowania dokumentacji projektowej wraz z uzyskaniem pozwolenia na budowę planowane jest na pierwszą połowę 2011 r. Po tym etapie możliwe będzie ogłoszenie przetargu na budowę gazociągu. Harmonogram inwestycji przewiduje ukończenie prac budowlanych w 2013 roku. ■



### **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

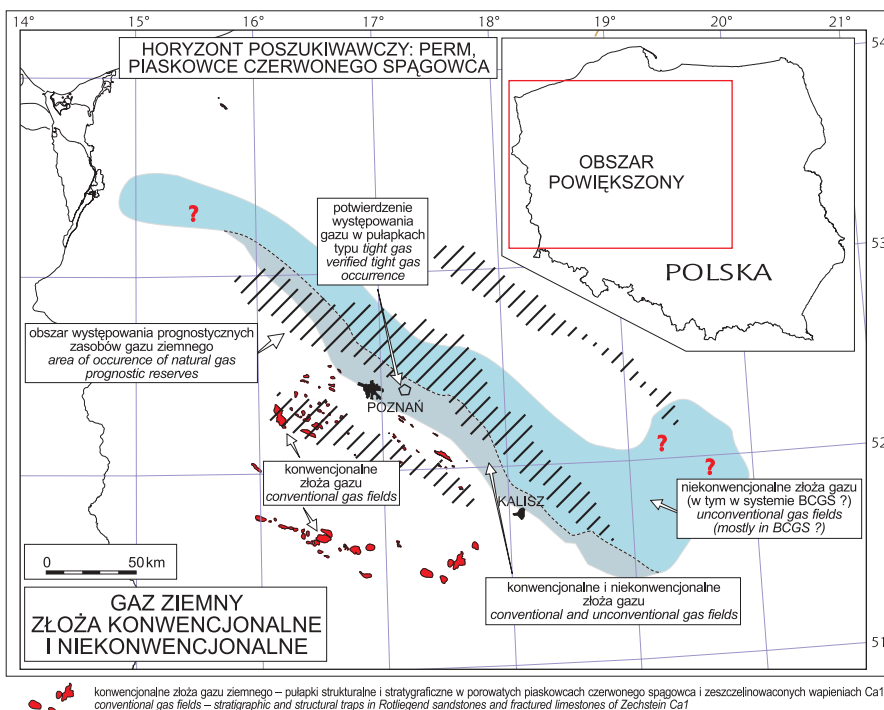
# „Tight gas” w Polsce...

dokończenie ze str. 29

pod tym względem podobne do konwencjonalnych złóż. Zasadniczą różnicą jest to, że sposobem na zatrzymanie gazu jest niska przepuszczalność zbiornika oraz brak klasycznego, wyraźnego uszczelnienia, co powoduje, że utworzona kolumna gazu może być znaczna (może mieć wiele setek albo tysięcy metrów) (Burnie i in., 2008). Gaz występuje w postaci „rozproszonej” w izolowanych porach i jego eksploatacja jest zasadniczo różna i trudniejsza od tej, jaką stosuje się w złożach konwencjonalnych. Dla wydobycia gazu z takiego zbiornika konieczne jest stosowanie stymulacji w postaci technik szczelinowania hydraulicznego oraz technik podtrzymania drożności przepływu gazu do otworu eksploatacyjnego, jednak ogromne postępy w technice wierceń horyzontalnych przynoszą coraz lepsze efekty złożowe i wydobywcze.

Akumulacje gazu w systemie BCGS, charakteryzują się (Law, 2002) anomalnym, przeważnie podwyższonym ciśnieniem, w większości przypadków brakiem wody podścielającej (występującej w konwencjonalnych złożach gazu) oraz niskoprzepuszczalnym kolektorem. Istotnym elementem jest występowanie niskiej przepuszczalności piaskowców, poprzedzającej migrację gazu do kolektora. Związłe piaskowce występujące w większości basenów amerykańskich mają przepuszczalność około 0,1–0,001 mD.

Rys. 2. Lokalizacja złóż konwencjonalnych, niekonwencjonalnych oraz obszary występowania prognostycznych zasobów gazu ziemnego (w pułapkach konwencjonalnych) w permskim basenie czerwonego spągowca



W obrębie takich zbiorników mogą występować przestrzenie o lepszych własnościach zbiornikowych, a tym samym bardziej zasobne w gaz, określane jako *sweet spots* (Rys. 1). Bardzo istotnym elementem systemów BCGS jest woda występująca w skale zbiornikowej w postaci związanej lub swobodnej. W trakcie generowania gazu

woda jest wypierana w całości lub w części. Jednocześnie w przypadku istnienia w obrębie zbiornika nasycane-

go gazem strefy o pogarszającej się przepuszczalności woda stanowi uszczelnienie określane (wg Law, 2002) jako uszczelnienia kapilarnie (*capillary pressure seals*). W systemie mogą również odgrywać rolę konwencjonalne uszczelnienia w postaci nieprzepuszczalnych barier litologicznych oraz diagenetycznych.

Wykonane analizy zasobów gazu i metody obliczeniowe	Wielkość zasobów gazu	Źródło informacji
W 1992 r. zasoby obliczone metodą genetyczno-objętościową	295 × 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> gazu	Depowski S. i inni, 1992.
Zasoby liczone metodami genetycznymi – różnicowym bilansem masy węglowodorowej	332 × 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> dla obszaru monokliny przedśudeckiej 546 × 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> dla basenu czerwonego spągowca bez strefy pomorskiej i przygranicznego obszaru zachodniej Polski	(Strzetelski J. & Burzewski W., 1993) (Strzetelski J. & Burzewski W., 1996).
Prognozy wielkości zasobów gazu wykonane w latach 1985–2006	od 295 × 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> do 546 × 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> do 372 × 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> gazu	Burzewski i inni, 2009 Wolnowski T., 2006.
w tym, zasoby prognostyczne, liczone metodami strukturalno-objętościowymi	od 317 × 10 <sup>9</sup>	Żołnierczuk T. i inni., 1985



Złoża gazu znajdujące się w nisko-przepuszczalnych piaskowcach, nienależące do systemu BCGS, określa się również jako niekonwencjonalne typu *tight gas*. Pierwsze w Polsce złożo tego rodzaju odkryto w utworach górnego czerwonego spągowca w rejonie Siekierok, na wschód od Poznania (Kiersnowski i inni, 2010) (Rys. 2). Złożo znajduje się w niskoprzepuszczalnych ( $K > 0,1$  mD) piaskowcach eolicznych, które utraciły prawie całkowicie przepuszczalność oraz częściowo porowatość w wyniku kompaktacji i cementacji illitem.

Złoża tego rodzaju odkryto również w basenie permskim czerwonego spągowca na obszarze lądowym Niemiec i w holenderskim sektorze Morza Północnego. Złoża te są eksploatowane i mają potencjał ekonomiczny.

Zasoby gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych (poza gazem w pokładach węgla – *coal bed methane*) nie były wcześniej brane pod uwagę w analizach określających potencjał gazowy w Polsce (Burzewski i inni, 2009). Dotychczas wykonywane analizy zasobów gazu ziemnego (dotyczące złóż konwencjonalnych) wykonywane były wielokrotnie, różnymi metodami (patrz tabela).

Udokumentowane zasoby wydobywalne gazu w utworach czerwonego spągowca wynoszą  $120 \times 10^9$  m<sup>3</sup> ( $0,12 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup>) (wg Burzewski i inni, 2009).

W wykonanej w ostatnim czasie analizie (Burzewski i inni, 2009) zastosowano metodę obliczenia zasobów, w której autorzy stwierdzają „potencjał akumulacyjny (jako ilość masy węglowodorowej podlegającej akumulacji w pułapkach złożowych po odjęciu strat migracji masowej i nasyceniowej w skale zbiornikowej, wyrażony w m<sup>3</sup> gazu w odniesieniu do warunków normalnych) odpowiada zasobom prognostycznym i kategorii E rozpoznania złóż (...). Natomiast nieodkryty potencjał węglowodorowy jest to potencjał akumulacyjny pomniejszony o wielkość udokumentowanych zasobów geologicznych gazu ziemnego w złożach”.

W rezultacie, nieodkryty potencjał węglowodorowy związany jest również z obliczeniami wynikającymi z analizy potencjalnych złóż, rozumianych jako struktury mające potencjał akumulacyjny. Ponieważ odkrycia złoża typu *tight gas* dokonano w pułapce strukturalnej charakterystycznej dla konwencjonalnych złóż

gazu (Kiersnowski i inni, 2010), możemy założyć występowanie tego typu złóż w podobnych pułapkach, które były, i są, uwzględniane w bilansach nieodkrytych zasobów gazu w basenie permskim czerwonego spągowca (Burzewski i inni, 2009). Tym samym zwiększenie bilansu zasobów gazu może dotyczyć przede wszystkim potencjału w większości nierozpoznanego obszaru, na którym mogą występować pułapki gazu w systemie BCGS lub w systemach mieszanych BCGS i konwencjonalnym (Rys. 2).

Jeżeli uwzględnimy, że złoża gazu w systemie BCGS „nie potrzebują” tradycyjnych pułapek strukturalnych i litologicznych, możemy poszukiwać zasobów gazu uzależnionych od miąższości potencjalnych skał zbiornikowych (w omawianym przypadku akumulacji piaskowców eolicznych). Z drugiej strony, w metodzie obliczeniowej zastosowanej przez Burzewskiego i innych (2009) wykonano kompetentne, wieloskładnikowe analizy potencjału gazotwórczego występujących poniżej utworów karbonu, które są źródłem tego samego gazu dla wypełnienia pułapek konwencjonalnych i niekonwencjonalnych. Wykonano również analizy czasu migracji gazu, strat w trakcie migracji, jakości uszczelnień, możliwości wcześniejszej ucieczki czy remigracji gazu. Obliczono sumaryczny potencjał generacyjny karbonu dolnego i górnego w obszarze basenu czerwonego spągowca, a następnie wykonano przeliczenia, których ostateczny wynik określa nieodkryty potencjał węglowodorowy, który wynosi  $1,49 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup> gazu (Burzewski i inni, 2009).

Przedstawione na rys. 2 obszary występowania prognostycznych zasobów gazu ziemnego (wg Burzewski i inni, 2009) związane są częściowo z głębszymi nierozpoznanymi wiertniczo częściami permskiego basenu czerwonego spągowca. „Zasadniczym problemem poszukiwawczym w basenie czerwonego spągowca pozostaje sejsmiczne kartowanie potencjalnych struktur złożowych. Lokalizacja pułapek w głębszej części basenu jest możliwa przede wszystkim poprzez udoskonalenie metod badań sejsmicznych przed rozpoznaniem wiertniczym” (Burzewski i inni, 2009). Odkrycie złoża typu *tight gas* w obrębie struktury Siekierok potwierdza ten „strukturalny” kierunek poszukiwań nowych złóż gazu. Jednak rozpoznanie potencjalnego mo-

delu BCGS (Kiersnowski i inni, 2010), otwiera możliwości poszukiwań w strefach dotąd niebranych pod uwagę przy tworzeniu dotychczasowych modeli zasobów gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca. Może to spowodować wzrost wartości nieodkrytego potencjału węglowodorowego oraz wzrost wartości potencjału akumulacyjnego utworów czerwonego spągowca. ■

Hubert Kiersnowski, Państwowy Instytut Geologiczny – PIB, Warszawa  
Prof. dr Wojciech Górecki, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków

#### Literatura

- Burnie Sr, S. W., B. Maini, B. R. Palmer, and K. Rakhit, 2008. *Experimental and empirical observations supporting a capillary model involving gas generation, migration, and seal leakage for the origin and occurrence of regional gasifers*, in S. P. Cumella, K. W. Stanley, and W. K. Camp, (eds.), *Understanding, exploring, and developing tight-gas sands – 2005 Vail Hedberg Conference: AAPG Hedberg Series*, no. 3, p. 29–48.
- Burzewski W., Górecki W., Maćkowski T., Pałaniak B., Reicher B., 2009. *Zasoby prognostyczne – nieodkryty potencjał gazu ziemnego w Polskim basenie czerwonego spągowca*. – *Zeszyty Naukowe AGH. Geologia*, 35, 1/2: 123–128. Kraków.
- Depowski S. et al., 1992. *Analiza zasobności gazo- i ropośnych obszarów Polski*. PIG Warszawa.
- Kiersnowski H., Buniak A., Kuberska M, Srokowska-Okońska A., 2010. *Występowanie gazu ziemnego zamkniętego w piaskowcach czerwonego spągowca Polski*. „Przegląd Geologiczny”, vol. 58, nr 4: 335–346.
- Law B. E., 2002. *Basin-centered gas systems*. *AAPG Bulletin*, v. 86, no. 11, pp. 1891–1919.
- Poprawa P., Kiersnowski H., 2010. *Zwięzłe formacje zbiornikowe (tight reservoir) dla gazu ziemnego w Polsce*. Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego, 439: 173–180
- Strzetelski J. & Burzewski W., 1993. *Ocena zasobów prognostycznych basenu czerwonego spągowca i cechsztynu*. IGNiG Kraków, AGH Kraków.
- Poprawa P., Kiersnowski H., 2010. *Zwięzłe formacje zbiornikowe (tight reservoir) dla gazu ziemnego w Polsce*. W: red. naukowa M. Pańczyk. Konferencja Złoża Kopalni – aktualne problemy prac poszukiwawczych, badawczych i dokumentacyjnych, maj 2010. Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego 439 (1): 173–180.
- Strzetelski J. & Burzewski W., 1996. *Ocena zasobów prognostycznych gazu naturalnego w megazbiorniku kompleksu czerwonego spągowca pomiędzy Górami Świętokrzyskimi a wschodnią granicą monokliny przedsudeckiej*. IGNiG Kraków, AGH Kraków.
- Wolnowski T., 2006. *Prognoza zasobności czerwonego spągowca w basenie permskim niżu polskiego*. PGNiG BG GEONAF TA Piła.
- Żołnierczuk T. et al., 1985. *Zasoby węglowodorów basenu czerwonego spągowca*. PGNiG Zielona Góra.



# Systemowiec

Wszyscy, którzy potępiają w czambuł lata PRL-u, nie potrafią (albo nie chcą) zauważyć, że w tych czasach powstały fundamenty narodowego majątku, w znacznym stopniu stanowiącego o potencjale gospodarczym III RP. Zapominają bowiem, że w owych przekreślanych czasach żyli i działali ludzie, którzy potrafili myśleć systemowo i perspektywnie nawet w tamtym systemie, systemie bez perspektyw. Do grona takich osób należy **JANUSZ TOKARZEWSKI**, jeden z twórców nowoczesności polskiego gazownictwa.

W panteonie osobowości polskiego gazownictwa, który od wielu lat prezentujemy na łamach naszego kwartalnika, bohaterowie tych opowieści ujmują jedną cechą wspólną – wszyscy zawdzięczają swoją pozycję środowiskową własnej pracy, którą rozpoczynali zazwyczaj od najniższych szczebli zawodowego zaseregowania, a kończyli na najwyższych stanowiskach. Zdobytą autorytet i uznanie to efekt ich umiejętności i dokonań, a nie skutek koteryjnych czy politycznych namaszczeń i nominacji.

Tak jest również w przypadku Janusza Tokarzewskiego, który swoją przygodę z gazownictwem rozpoczął w 1957 roku w Lublinie od technikum chemicznego o specjalności gazownictwo. Pracę zawodową rozpoczął w 1963 roku w Gazowni Warszawskiej od technologii produkcji gazu, analizując parametry procesu, przygotowując odpowiednie tabele dla mistrzów produkcji, by stworzyć mieszankę, która nazywała się gazem miejskim i musiała mieć takie właściwości, by sprostać wymogom urzędów gazowych odbiorców gazu. Ale w tym czasie – to był rok 1965 lub 1966 – zorganizowano ogólnopolski spis przemysłu. To była państwowa akcja, mająca na celu ustalenie mocy produkcyjnych wszystkich urzędów w polskim przemyśle. Janusz Tokarzewski został takim komisarzem spisowym w Warszawskich Okręgowych Zakładach Gazownictwa, a następnie kierował pracą przy założeniu „Książ inwentarowych” firmy. – *Te zadania wiele mnie nauczyły. Poznałem gazownictwo warszawskie nie przez przyrządy jednego stanowiska pracy, a w całej jego strukturze i wzajemnych powiązaniach wielu jednostek* – wspomina dzisiaj.

W 1967 roku został oddelegowany do organizowania służb dyspozytorskich, z założeniem, że obejmować będą całe polskie ga-

zownictwo. Służby takie, co prawda, już istniały, ale jedynie w Zabrze i Tarnowie. W pozostałych okręgach miały dopiero powstać. To było wielkie wyzwanie. Nie chodziło przecież tylko o to, by poznać system i raportować o jego stanie. Choć i to w tamtych czasach nie było takie proste. Przecież praktycznie nie funkcjonował system łączności, a trudno sobie wyobrazić, by dyspozytor korzystał z połączeń międzymiastowych i godzinami oczekiwał na połączenie. Logika nakazywała poszukiwania innych możliwości. I znaleziono sposób – dalekopis. Ale to był tylko wstęp do całego procesu. Należało opracować metody sterowania ruchem, zarządzania całym systemem, metody prognozowania zapotrzebowania. Znalaziono dobrego sojusznika. Istniała wówczas w energetyce państwowa dyspozycja mocy, w której pracownicy mieli doświadczenie i dostęp do sieci elektroenergetycznych. Cała operacja zakończyła się sukcesem. Już w lutym 1968 roku w ramach WOZG trzymianową pracę rozpoczęła służba dyspozytorska dla całego gazownictwa, a jej szefem ruchu został Janusz Tokarzewski. Rozwiązania systemowe były tak zaawansowane, że od 1 stycznia 1971 roku mogła zacząć działać Krajowa Dyspozycja Gazu jako osobna struktura-zakład Zjednoczenia Przemysłu Gazowniczego.

Warto podkreślić, że obok wielu wyzwań zawodowych, Janusz Tokarzewski wciąż podwyższał swoje kwalifikacje. Po ukończeniu wydziału inżynierii sanitarnej na Politechnice Warszawskiej, ukończył również studia podyplomowe w zakresie planowania systemów gazowniczych, by wreszcie podjąć studia na kolejnym wydziale PW – mechanicznym i technologicznym i zwieńczyć je dyplomem w zakresie zarządzania.

Janusz Tokarzewski, współtwórca KDG, został szefem ruchu – głównym specjalistą ds. ruchu. A były to czasy – wbrew twierdzeniom krytyków lat PRL-u – ogromnego rozwoju polskiego gazownictwa. W latach 1965–1985 nastąpił znaczny rozwój sieci gazowych. Od 1967 roku w skład Okręgowych Zakładów Gazownictwa włączono ok. 180 gazowni miejskich. Wszystkie wymagały remontów, modernizacji i rozbudowy. Znacznie tańsze było doprowadzenie gazu ziemnego z systemu przesyłowego i przestawienie odbiorców gazu w miastach na jego odbiór.

Mówiło się, że w tamtych czasach, w gospodarce niedoboru, wszystkiego brakowało. Gazu także. A więc i zarządzanie ruchem w systemie gazowniczym często było „zarządzaniem niedoborem”, a szefem ruchu w KDG to fachowiec na ciągłym ostrym dyżurze, stale pod telefonem. – *Co to znaczy zarządzać ruchem?* – pyta Janusz Tokarzewski. – *To znaczy zapewnić odbiorcom ciągle dostawy gazu o wymaganych parametrach jakościowych. I co można było zrobić, jak gazu brakowało? Trzeba było wprowadzać ograniczenia poboru gazu przez odbiorców przemysłowych (limitowanych), które – w najtrudniejszych latach – sięgały nawet miesiąca w skali roku. Zdawaliśmy sobie sprawę, że gazu nagle nie przybędzie. Ale jako KDG staraliśmy się tłumaczyć kolegom gazownikom i decydentom, że konieczne są działania systemowe, które pozwolą efektywniej wykorzystać posiadane zasoby. Pilnowaliśmy, żeby realizowane w systemie inwestycje umożliwiały sterowanie, bo system nie jest samosterowny.*

Zdanie głównego specjalisty ds. ruchu brane było pod uwagę, skoro nawet w „gospodarce niedoborów” realizowane były inwestycje infrastrukturalne wzmacniające system gazowniczy. W połowie lat 80. ub.w. zbudowano cały układ przesyłowy Ko-

bryń–Brześć–Warszawa. Pod tym ogólnym hasłem kryło się jednak wiele inwestycji towarzyszących. Powstały wówczas tłocznie gazu Hołowczyce i Podlasie, zbudowano gazociąg (700 – Hołowczyce–Wronów i (500 – Rembelszczyzna–Włocławek, rozbudowano tłocznice Rembelszczyzna. Co ważne, zdecydowano również o budowie pojemności magazynowych. Rozpoczęto wykorzystywanie wyeksploatowanych złóż gazu Brzeźnica i Strachocina do magazynowania gazu przy wykorzystaniu różnicy ciśnienia w sąsiednich gazociągach oraz podjęto budowę PMG w złożach gazu Swarzędz i Husów. Były to zbiorniki o małych pojemnościach, ale powstał dodatkowy instrument do zarządzania ruchem.

System przesyłowy to jedno, a dostawy gazu ziemnego to niejako „druga noga” gazownictwa. I z tym były problemy. Szczególnie z importem. Nikt wtedy nie troszczył się o dywersyfikację. By zapewnić dostawy, potrzebne były decyzje na szczeblu Komisji Planowania i RWPG. Realizatorem importu nie było jednak gazownictwo, a centrala handlu zagranicznego „Węglukoks”. To centrala eksportowała węgiel i koks, a importowała gaz. Zapewne znała się na handlu węglem, ale gazem – nie bardzo. Nie była w stanie wynegocjować nawet tego, by import gazu odbywał się równomiernie w skali roku. Często dostawy w I i IV kwartale – najważniejszych dla gazownictwa – były mniejsze niż w okresie letnim. – *Ale wreszcie – wspomina Janusz Tokarzewski – udało się wprowadzić naszych ludzi do negocjowania planów dostaw, którzy dbali przede wszystkim o ich techniczną stronę. Potem udało się zapewnić obecność naszych pracowników w punktach granicznych dostaw i wreszcie wiedzieliśmy, jakie są realne dostawy gazu i o jakich parametrach. Ale brakowało długoletniej umowy na dostawy gazu z importu. Można było tylko negocjować rozkład ilości rocznych – zapisanych w 5-letnich planach organów planowania RWPG – na poszczególne kwartały. KSG zarządzała tym, co już powstało, ale nie miała wpływu ani na tempo realizacji nowych inwestycji, ani na zapewnienie dostaw odpowiedniej armatury i urządzeń. Co z tego, że przynajmniej dwa razy w roku lustruję wszystkie inwestycje i prowadzone w systemie przesyłowym remonty, skoro decyzje były poza mną. Pewna poprawa w funkcjonowaniu branży nastąpiła po likwidacji zjednoczeń i utworzeniu – pomimo licznych dyskusji i przeciwności – jednego wielozakładowego przedsiębiorstwa – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo. Wciąż nie czuję, że*

*jesteśmy gospodarzem całego systemu. Ale też wiedziałem, że moje miejsce jest tutaj, a nie w urzędzie, nawet w ministerstwie.*

Janusz Tokarzewski nawiązuje w tym momencie do pewnego epizodu z lat 1986–1987, gdy przez niespełna dwa lata pełnił funkcję wicedyrektora departamentu w Ministerstwie Górnictwa i Energetyki. Wspomina ten okres jako pożyteczny, bo nadzorował sprawy gazownictwa, które w tym ministerstwie nigdy nie były najważniejsze, i starał się to zmienić. Ale jednocześnie czuł, że zajmowanie się egzekucją regulacji i rozporządzeń prawnych i odpowiadanie na rozliczne skargi napływające do ministerstwa nie jest jego powołaniem. Gdy dokonywała się kolejna reorganizacja ministerstwa, wykorzystał okazję, by wrócić do gazownictwa i to na stanowisko, które było kolejnym wyzwaniem – został dyrektorem ds. informatyki. Szybko uporządkował zastaną sytuację z epoki komputera Odra 1305. Wykorzystując najnowsze technologie, doprowadził do tego, że gazownictwo – jako jeden z pierwszych koncernów w Polsce – dysponowało nowoczesną siecią informatyczną, która – odpowiednio rozbudowana – praktycznie funkcjonuje do dzisiaj. Ten etap szybko dobiegł końca, bo ówczesny dyrektor naczelny – Aleksander Findziński – zlecił Januszowi Tokarzewskiemu coraz więcej zadań związanych z rozwojem, by wreszcie powierzyć mu funkcję swego zastępcy – dyrektora rozwoju gazownictwa. – *Podlegało mi planowanie rozwoju, informatyka, inwestycje, dywersyfikacja importu gazu, szybko doszły eksploatacja i KDG, a następnie sprawy związane z gazociągiem tranzytowym, bo zostałem szefem polskiej grupy ds. tranzytu – wspomina Janusz Tokarzewski.*

A jest co wspominać. Choć wielokrotnie opisywano kulisy budowy gazociągu jamalskiego, nigdy dość przypominania, że to polska strona – pod kierownictwem prezesa Tokarzewskiego – wywalczyła zachodnioeuropejskie standardy jakości gazociągu tranzytowego. – *Uznawaliśmy wraz ze współpracującym ze mną 10-osobowym zespołem specjalistów z centrali i zakładów PGNiG – wspomina Janusz Tokarzewski – że projektowany gazociąg musi odpowiadać najnowszemu poziomowi techniki stosowanej w krajach Europy Zachodniej. I do takiego rozwiązania potrafiliśmy przekonać specjalistów GAZPROM-u. Dziś mamy satysfakcję, że ten gazociąg funkcjonuje bezawaryjnie przez prawie 15 lat eksploatacji.*

W tych wspomnieniach wzruszający jest jeden szczegół – jak łatwo i w krótkim czasie gazociąg powstał. – *Wystąpiliśmy do Komisji Planowania o wskazanie lokalizacji dla całego gazociągu i otrzymaliśmy je, a to było wskazanie*

*lokalizacyjne dla całego kraju, po czym wojewodowie wydawali decyzje na swoje obszary – wspomina Janusz Tokarzewski. – W 1994 roku powstały ustawy o planowaniu przestrzennym i prawie budowlanym, które praktycznie sparaliżowały procesy inwestycyjne. Nie jestem w stanie zrozumieć, dlaczego tak potrafimy psuć efektywne regulacje prawne. Ale nie to jest najbardziej irytujące – dodaje prezes Tokarzewski. – Już na początku tego wieku, w 2000 roku, Rosjanie zaproponowali, byśmy rozbudowali gazociąg przesyłowy, prowadząc odchylenie na południe kraju. Przecież to byłoby znakomite rozwiązanie – gazociągiem tranzytowym poprawilibyśmy sobie pewność zasilania i rozprowadzenia gazu po kraju. A jednak ówczesne władze – to była koalicja AWS – uznała, że nie jest to nam potrzebne. A przecież dla dbałości o funkcjonowanie systemu gazowniczego w Polsce rozbudowa sieci jest niezbędna.*

To myślenie systemowe nie opuszcza prezesa Tokarzewskiego. – *W początkach III RP – przypomina – gdy tylko powstały takie możliwości, uruchomiłem projekty inwestycyjne na skalę konieczną dla polskiego systemu gazowniczego. Tak było w przypadku Mogilna, gdy w 1993 roku rozpoczęliśmy budowę unikalnego w skali światowej osmiokawernowego magazynu gazu, a rok później magazynu w Wierchowicach. Konsekwentnie dążyłem do tego, by stworzyć system zdolny do efektywnego wykorzystywania posiadanych zasobów i otworzyć perspektywę na jego rozwój.*

Z żalem zauważył, iż zaraz po jego odejściu zlikwidowano w PGNiG komórki ds. planowania rozwoju, i to w czasach, gdy gazownictwo ma coraz większe szanse na bycie wiodącym segmentem energetyki.

Mówi się, że nie ma ludzi niezastąpionych, że życie nie znosi próżni, że pokoleniowe zmiany muszą następować. To prawda. Ale prawdą jest również, że są środowiska, które przechodzą nad tym do porządku dziennego. Rodzina gazownicza potrafi swoim mistrzom oddać szacunek. Czyż nie są tego oznaką podziękowania, które do prezesa Tokarzewskiego na pożegnanie skierował długoletni jego szef – Aleksander Findziński: „Twój twardy charakter, konsekwencja w pokonywaniu największych problemów dla rozwoju polskiego gazownictwa, pozostaną na zawsze w pamięci ludzi naszej branży”.

Jest takie łacińskie powiedzenie: *si duo faciunt idem, non est idem*. Jeśli dwóch robi to samo, to nie jest to samo. Środowisko gazownicze dostrzega i ceni, w jak wielkiej skali Janusz Tokarzewski odcisnął piętno swojej osobowości we wszystkim, co dla gazownictwa zrobił. ■

**Adam Cymer**

HISTORIA



## Multimedialna ścieżka edukacyjna o gazie ziemnym

Joanna Pilch

W ubiegłym roku na łamach „Przeglądu Gazowniczego” zaprezentowaliśmy koncepcję powstania multimedialnej ścieżki edukacyjnej o gazie ziemnym. W maju br. podczas V Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników w Muzeum Przemysłu Naftowego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce odbyło się uroczyste otwarcie tej multimedialnej ekspozycji.

**M**ultimedialną ścieżkę edukacyjną zaaranżowano w formie sześciu boksów tematycznych ukazujących wędrówkę gazu ziemnego – począwszy od jego powstania w warstwach geologicznych Ziemi, aż do sposobów użytkowania.

Zgodnie z założeniami projektu, zwiedzający zostaje wprowadzony w mroczny klimat wnętrza Ziemi. Tam, dzięki odpowiedniej aranżacji światła, dźwięku i obrazu, dowiaduje się, gdzie i w jaki sposób powstaje gaz ziemny. A także w jaki sposób jest znajdowany i eksploatowany, jak trafia m.in. do fabryk i naszych domów, aż wreszcie do czego jest wykorzystywany. Naszym zamierzeniem było przybliżenie błękitnego paliwa w sposób prosty i przystępny. Historia

o gazie ziemnym jest więc „opowiedziana” nie tylko poprzez zgromadzone w gablotach eksponaty i przewodnika, ale też poprzez światło, dźwięk i wizualizację. Filmy i prezentacje pokazują to, czego słowa czy eksponaty nie są w stanie oddać. To zarówno dla najmłodszych, którym jeszcze pewne procesy trudno sobie wyobrazić, jak i dla starszych, których nowoczesne technologie bardzo interesują, zarówno ułatwienie odbioru, jak i atrakcja.

Ekspozycja jest „żywa” – może się zmieniać i wzbogacać o nowe eksponaty, prezentacje czy filmy. Multimedialna ścieżka edukacyjna o gazie ziemnym jest formą otwartą, a dyrekcja muzeum w Bóbrce czeka na nowe eksponaty, pomysły i propozycje uzupełnienia poszczególnych boksów tematycznych.

Idea powstania pierwszej w Polsce nowoczesnej, multimedialnej ścieżki edukacyjnej o gazie ziemnym mogła być zrealizowana dzięki pomocy finansowej PGNiG, Fundacji EkoGaz oraz przychylności Bogdana Pastuszko, prezesa zarządu Karpackiej Spółki Gazownictwa, i Mieczysława Jakiela, dyrektora Sanockiego Oddziału PGNiG. W zaledwie kilka miesięcy wykonano prace remontowe, zgromadzono eksponaty, nagrano filmy i prezentacje oraz opracowano plastyczne aranżacje poszczególnych boksów ścieżki edukacyjnej. Pomocą merytoryczną i konsultacjami służył dr Stanisław Szafrań, który uczestniczył w pracach nad przygotowaniem tej unikatowej ekspozycji. Serdecznie zapraszamy do muzeum w Bóbrce.



Fot. Dorota Omylska-Bielat

## Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

dokończenie ze str. 5

z zagranicy, maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w 2010 r., nie może być wyższy niż 70%. W następnych latach przepis staje się jeszcze bardziej restrykcyjny i określa maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia w wysokości 59% w latach 2015–2018 i 49% w latach 2019–2020. Efektem działania ww. rozporządzenia było wszczęcie przez Prezesa URE postępowań prze-

ciwko przedsiębiorstwom prowadzącym w Polsce obrót paliwami gazowymi, które w niektórych przypadkach zakończyły się nałożeniem kar pieniężnych za naruszenie warunków wykonywania działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi z zagranicą. Zastosowanie rozporządzenia stawia w trudnej sytuacji te podmioty, które zajmują się dostawami paliwa gazowego do Polski wyłącznie z jednego kraju pochodzenia, choć ich działalność – w zależności od kierunku dostaw – mogłaby wręcz wspierać, a nie ograniczać dywersyfikację dostaw paliw.

Zdaniem Izby Gospodarczej Gazownictwa, rozporządzenie to nie uwzględnia uwarunkowań rynkowych i technicznych oraz ingeruje w zasadę konstytucyjną swobód gospodarczych. Mając na względzie powyższe kwestie, Izba Gospodarcza Gazownictwa wnosi do Ministra Gospodarki o zmianę ww. rozporządzenia, niespotykanego w skali Europy.

Przed nami okres wypoczynku i ciekawych, pełnych niezapomnianych wrażeń podróży. Życzymy wszystkim udanych, słonecznych i rodzinnych wakacji. ■

Agnieszka Rudzka

## WYDARZENIA

dokończenie ze str. 7

**8 CZERWCA BR.** Należąca do PGNiG spółka PGNiG Norway AS wspólnie z partnerami odkryła nowe złoża gazu na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Złoża Snadd North szacowane są na 9–16 mld metrów sześciennych gazu. Jego zagospodarowanie rozpocznie się już w 2011 roku.

**12 MAJA BR.** W I kwartale 2010 roku Grupa Kapitałowa PGNiG osiągnęła zysk netto w wysokości 988 mln PLN w porównaniu z 399 mln PLN straty w I kwartale 2009. Przychody ze sprzedaży wyniosły ponad 6,6 mld PLN i były wyższe o 4% w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego.

**7 MAJA BR.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA i Tauron Polska Energia SA oraz ich spółki zależne: PGNiG Energia SA i Elektrownia Stalowa Wola SA podpisały w Katowicach umowę związaną z budową oraz eksploatacją zasilanej gazem ziemnym elektrociepłowni z blokiem gazowo-parowym. Nowa elektrownia w Stalowej Woli to największa w Polsce inwestycja energetyczna wykorzystująca gaz jako paliwo. Michał Szubski, prezes Zarządu PGNiG SA: – *To przełomowy moment dla PGNiG SA. Budowa elektrociepłowni i udział w tym przedsięwzięciu PGNiG Energia to solidna podstawa do budowy segmentu elektro-*

*energetyki GK PGNiG, a w konsekwencji przekształcenie grupy w zintegrowane przedsiębiorstwo energetyczne.* Moc elektryczna nowego bloku wyniesie 400 MWe, a moc cieplna 265 MWt. Planowana roczna produkcja energii wyniesie ok. 3,1 TWh, a ciepła 1,8 PJ. Rocznie blok będzie zużywał około 550 mln metrów sześciennych gazu. Uruchomienie elektrociepłowni nastąpi w połowie 2014 roku.

**4–5 MAJA BR.** W Brukseli odbyło się pierwsze spotkanie europejskich regulatorów w ramach niedawno powołanej unijnej Agencji Współpracy Regulatorów Rynków Energii oraz kolejna sesja Zgromadzenia Ogólnego CEER. Podczas inauguracyjnego spotkania Rady Regulatorów wybrano władze instytucji. Lord Mogg, przewodniczący CEER/ERGEG i zarazem szef Ofgemu – brytyjskiego urzędu regulacyjnego, został wybrany przewodniczącym Rady Regulatorów. Jego zastępcą został Walter Boltz, szef E-Control – austriackiej instytucji regulującej rynek energii i jednocześnie zastępca szefa CEER/ERGEG. Przedstawicielem Polski w Radzie Organów Regulacyjnych ACER został Marek Woszczyk, wiceprezes URE. Jego zastępcą będzie Halina Bownik-Trymucha, dyrektor Departamentu Promowania Konkurencji w Urzędzie Regulacji Energetyki.

**4 MAJA BR.** Urząd Regulacji Energetyki zaprasza do odwiedzenia pierwszej w Polsce witryny internetowej

(Platformy Informacyjnej Inteligentnego Opomiarowania – w skrócie PIIO) poświęconej wdrażaniu systemu Smart Metering w Polsce.

**26 KWIETNIA BR.** Mirosław Dobrut, wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. gazownictwa i handlu złożył pismo w sprawie rezygnacji z funkcji pełnionej w Zarządzie PGNiG SA z dniem 30 kwietnia 2010 roku. Rezygnacja Mirosława Dobruta związana jest z jego powołaniem na stanowisko prezesa zarządu spółki EuRoPol Gaz.



**26 KWIETNIA BR.** Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa GAZOPROJEKT SA po raz czwarty zostało odznaczone wyróżnieniem Inwestor w Kapitał Ludzki. Gala rozdania nagród odbyła się 26.04.2010 r. i tradycyjnie była połączona z kongresem kadry. Godło w imieniu firmy odebrała Karina Rawdanowicz-Wróbel, zastępca kierownika Działu Pracowniczego i Spraw Organizacyjnych. ■



# Biogaz

– nowy rodzaj paliwa gazowego  
w polskiej energetyce (cz. 2)

**Dr Ryszard Węcowski**

Najgorętszymi orędownikami technologii wtłaczania biometanu do sieci gazowej są Niemcy. Rząd naszego zachodniego sąsiada postawił sobie za cel uzyskanie w 2020 roku 6-procentowego udziału tego gazu w całości zużywanego gazu ziemnego, a 10-procentowego w 2030 roku. Największa działająca w tym kraju biogazownia, znajdująca się w Könnern, jest w stanie wtłoczyć do sieci 15 mln m<sup>3</sup> biometanu rocznie. Pod względem wielkości produkcji ustępuje ona jedynie teksaskiej biogazowni Huckabay Ridge.

Ostatnio produkcją biogazu i biometanu zainteresowali się także Brytyjczycy, co wiąże się z wyczerpywaniem się ich rodzimych zasobów gazu ziemnego na Morzu Północnym. Przeprowadzone w Wielkiej Brytanii analizy wskazują, iż biometan może zaspokoić nawet do 18% zapotrzebowania tego kraju na gaz ziemny. Pierwsza biogazownia wprowadzająca gaz do sieci ruszy na Wyspach Brytyjskich na początku 2011 r.

Przed wtłoczeniem do sieci gazowej wyprodukowany w biogazowni, oczysz-

czalni ścieków lub na wysypisku śmieci biogaz musi zostać poddany dwóm procesom.

Pierwszym jest oczyszczanie mające na celu usunięcie z biogazu szaraktoryzowanych poniżej związków chemicznych. Ich pozostawienie powodowałoby uszkodzenia sieci gazowych, urządzeń, a także stanowiłoby zagrożenie dla zdrowia ludzi.

**Siarkowódór** – powoduje korozję urządzeń. Można go usuwać już w komorze fermentacyjnej poprzez dodanie odpowiednich mikroorganizmów, po-

wietrza czy chlorku żelaza. Oczywiście, biogaz oczyszczać można także po zakończeniu procesu fermentacji. W takim przypadku wykorzystuje się do tego celu tlenek żelaza, węgiel aktywny oraz rozpuszczanie w wodzie lub innych rozpuszczalnikach.

**Siloksany** – powodują uszkodzenia agregatów kogeneracyjnych. Produkty ich spalania osadzają się bowiem wewnątrz cylindrów i zaworów. Usuwa się je przy użyciu węgla aktywnego, absorpcji przez odpowiedni rozpuszczalnik węglowodorowy oraz poprzez schładzanie gazu powodujące ich zamrażanie.

**Chlorowcopochodne węglowodorów oraz węglowodory wyższego rzędu** – występują głównie w gazie z wysypisk śmieci. Powodują korozję agregatów kogeneracyjnych. Zwykle są usuwane przy użyciu węgla aktywnego.

**Tlen i azot** – ich obecność oznacza, iż na pewnym etapie fermentacji biogaz miał kontakt z powietrzem. Duża ilość tlenu może powodować niebezpieczeństwo wybuchu. Gazy te są zwykle eliminowane w procesie usuwania dwutlenku węgla. Postulowanym rozwiązaniem jest unikanie kontaktu biogazu z powietrzem.

**Woda** – jej usuwanie następuje najczęściej poprzez ochłodzenie biogazu w celu kondensacji pary wodnej. Gdy wymagany jest wysoki stopień osuszenia, stosowane są pochłaniacze wilgoci, jak na przykład żel silikonowy.

Po oczyszczeniu biogazu z zanieczyszczeń poddawany jest on drugiemu z wymaganych procesów, polegającemu na usunięciu dwutlenku węgla w celu spełnienia wymagań jakościowych pozwalających na wtłoczenie do sieci gazu ziemnego.

Najprostszą metodą na usunięcie CO<sub>2</sub> jest jego **rozpuszczenie w wodzie**. W takim przypadku biogaz pod ciśnieniem jest wtłaczany od dołu do kolumny absorpcyjnej, gdzie napotyka płynącą od góry wodę. Ponieważ dwutlenek węgla jest lepiej rozpuszczalny w wodzie niż metan, jest on usuwany z biogazu. Zamiast wody może być użyty inny płyn, w którym CO<sub>2</sub> jest lepiej rozpuszczalny (np. glikol polietylenowy). Pozwala to na zmniejszenie ilości zużywanego rozpuszczalnika oraz wielkości aparatury służącej wzbogacaniu biogazu.

Stosować można także węgiel aktywny lub inne **sita molekularne**. Metoda ta wykorzystuje różnicę w wielkości molekuł dwutlenku węgla i metanu. Podczas przepuszczania biogazu pod ciśnieniem przez materiał o odpowiednio dobranej wielkości otworów, następuje zatrzymanie molekuł dwutlenku węgla. Molekuły metanu przepływają natomiast swobodnie, powodując, iż na zakończenie procesu otrzymujemy biometan.

**Metoda membranowa** polega z kolei na przepuszczaniu biogazu równolegle do membrany półprzepuszczalnej. Dwutlenek węgla charakteryzuje się większą zdolnością infiltracji tej przeszkody niż metan. W rezultacie znaczna część CO<sub>2</sub> przenika na drugą stronę membrany, zwiększając stężenie CH<sub>4</sub> w pierwotnej mieszaninie. Po kilkakrotnym przeprowadzeniu tej procedury otrzymujemy biometan o jakości odpowiadającej gazowi ziemnemu. Niestety, część metanu przenika wraz z dwutlenkiem węgla przez membranę, powodując straty.

**Technologia kriogeniczna** natomiast znajduje się obecnie w fazie testów. Polega ona na wykorzystaniu różnic w temperaturze wrzenia metanu i dwutlenku węgla (CH<sub>4</sub> -160°C, CO<sub>2</sub> -79°C). Ochładzając biogaz w warunkach podwyższonego ciśnienia, można wyodrębnić dwutlenek węgla w formie płynnej lub stałej, który następnie może zostać sprzedany. Metoda ta daje biometan bardzo wysokiej jakości, lecz jej minusem są wysokie koszty.

W niektórych przypadkach stosuje się tylko **częściowe wzbogacanie biogazu**, a następnie dodanie propanu lub LPG w celu uzyskania jakości gazu wysokometanowego. Jest to jednak rozwiązanie drogie, opłacalne jedynie w odniesieniu do niektórych technologii uszlachetniania biogazu. Dodatkowo, dodanie tych paliw może mieć niekorzystny wpływ na liczbę metanową (odpowiednik liczby oktanowej dla benzyn) rozprowadzanego gazu i tym samym pogorszyć parametry pracy na przykład zasilanych nim agregatów kogeneracyjnych. Dlatego domieszki te stosowane są głównie do regulacji ostatecznej jakości wtłaczanego gazu.

Największym mankamentem procesu wzbogacania biogazu są jego kosz-

ty. Szacuje się je na 10–20 eurocentów na m<sup>3</sup>. Rodzi to, oczywiście, pytanie o możliwość ominięcia tego etapu.

Jednym ze sposobów może być **do-dawanie do gazu ziemnego niewielkich ilości niewzbogaconego biogazu**, tak aby uzyskana mieszanina spełniała normy jakościowe dla gazu ziemnego i mogła być przesyłana jego siecią. Przyjmuje się, iż teoretycznie możliwe jest dodanie do wysokometanowego gazu ziemnego około 8% niewzbogaconego biogazu.

Ciekawe rozwiązanie dotyczące tej kwestii zaproponowali W. Kostowski oraz K. Górny. Przedstawili oni podejście polegające na mieszaniu biogazu z wysokometanowym gazem ziemnym w takich proporcjach, aby otrzymana mieszanina odpowiadała swojej charakterystyką gazowi Lw lub Ls. Przy takim założeniu, udział biogazu w wynikowej mieszance mógłby wynosić od 28,7% do 88,5%. Rozwiązanie takie byłoby możliwe na terenach, gdzie występują jednocześnie gazociągi gazu wysokometanowego i zaazotowanego (Dolny Śląsk, Wielkopolska)\*.

W procesie mieszania gazów problemem może być jednak utrzymanie stałego składu mieszaniny wyjściowej. Najłatwiejsze jest to w sieciach przesyłowych charakteryzujących się największą równomiernością przepływu. Niestety, jest to również rozwiązanie najdroższe. Rachunek ekonomiczny preferuje natomiast wprowadzanie biogazu do sieci niskiego ciśnienia (uniknięcie kosztów sprężania), które charakteryzują się największą zmiennością przepływu. Dodatkowy problem stanowią mogą lokalni odbiorcy przemysłowi, wymagający niezmienności parametrów dostarczanego gazu.

Dopuszczenie wtłaczania nieodpowiadającego normom biogazu do sieci może także skutkować naruszeniem

zasady TPA. Każde nowe źródło nieoczyszczonego biogazu przyłączone do sieci będzie bowiem powodować obniżenie jakości przesyłanego w niej gazu. Gdy powstanie zagrożenie spadkiem tej jakości poniżej przyjętych norm, operator systemu będzie musiał odmówić przyłączania nowych źródeł. Dojdzie więc do dyskryminacji podmiotów gospodarczych.

Najlepszym sposobem na uniknięcie problemów związanych z mieszaniem biogazu z gazem ziemnym jest **budowa lokalnych systemów gazowych zasilanych wyłącznie biogazem**. Dotychczas największym systemem tego typu jest sieć gazowa w niemieckiej miejscowości Lünen. Ma ona około 7 km długości i dostarcza biogaz do 11 agregatów kogeneracyjnych, wytwarzających prąd i ciepło pozwalające na zasilanie 26 tys. domów. Istnieją także systemy sieciowe doprowadzające biogaz bezpośrednio do gospodarstw domowych. Tak jest na przykład w duńskiej miejscowości Revninge, w której w ten sposób zasilanych jest 67 domów. Lokalne sieci biogazowe mogą być dobrym rozwiązaniem dla wsi i niewielkich miasteczek. Fakt, iż zgodnie z prawem energetycznym przesyłanie paliwa gazowego siecią o przepustowości poniżej 1 MJ/s (czyli dla biogazu 130–160 m<sup>3</sup>/h) nie wymaga uzyskania koncesji na dystrybucję paliw gazowych, może w znaczący sposób uprościć realizację tego typu przedsięwzięć. ■

Autor jest specjalistą ds. prognoz i analiz w G.EN. GAZ ENERGIA S.A.

\* W. Kostowski, K. Górny, *Analiza możliwości mieszania biogazu z gazem ziemnym z uwzględnieniem limitów wymaganej jakości gazu sieciowego*, „Instal” 3/2010.

G.EN. GAZ ENERGIA S.A.  
ul. Dorczyka 1,  
62-080 Tarnowo Podgórne  
tel. (+48) 61 829 98 12  
fax (+48) 61 829 98 22  
e-mail: gen@gen.com.pl  
www.gen.com.pl



## GAZOBUDOWA – spółka z dorobkiem i perspektywami

Rozmowa z inż. **Piotrem Haładusem**, prezesem zarządu firmy Budownictwo Urządzeń Gazowniczych GAZOBUDOWA Sp. z o.o. w Zabrzu

Panie prezesie, z obchodzącą obecnie jubileusz 60-lecia firmą GAZOBUDOWA zetknąłem się w połowie lat 80. ub.w. w miejscowości Mszana Dolna. Budowano wówczas gazociąg w kierunku Zakopanego. To była duża inwestycja. Czy tego rodzaju inwestycje wykonywaliście także w ostatnich latach?

To była nie tylko duża inwestycja, ale największa w tamtym okresie. Trudno mi po tamtym gazociągu, realizowanym w ramach programu rządowego, mającym doprowadzić ekologiczne paliwo do naszej stolicy Tatr, wskazać podobną inwestycję. Wykonywał ją krakowski oddział GAZOBUDOWY. To obecnie samodzielna spółka pracownicza GAZOBUDOWA Kraków, w której mamy znaczne udziały. To były dobre czasy dla naszej firmy. Wówczas ustawiała się do nas kolejka zleceniodawców, a nie

my staraliśmy się pozyskać zamówienia, biorąc udział w przetargach i szukając pracy w Europie, jak obecnie...

Tamtą kolejkę zamówień z lat 80. i początku 90. ub.w. wydłużały sołectwa i gminy. Panowała nawet swoista moda na gazyfikację wsi i małych miasteczek...

Budowano wówczas bardzo dużo gazociągów. Samorzutnie tworzyły się gminne czy miejskie komitety gazyfikacji, których członkiem bywała także nasza firma. Komitety otrzymywały wsparcie z różnych źródeł. Były fundacje wspomagające ten oddolny ruch. Często brakowało odpowiednich mocy wykonawczych, a także podstawowych materiałów. Teraz trudno to sobie wyobrazić.

Ale to chyba w tamtych latach gospodarki nakazowo-rozdziałowej za-

częła się ekspansja GAZOBUDOWY za granicę?

Rzeczywiście, nie z braku pracy w kraju, ale raczej z uwagi na ówczesne uwarunkowania polityczne podjęliśmy się bardzo trudnych zadań na gazociągach ówczesnego Związku Radzieckiego. Dobrze zapamiętałem tamte budowy. Mogę wymienić ich nazwy: Dikanka, Sołocha, Krasnokuck, Kotelwa, Oposznia – wszystkie zlokalizowane nieopodal Połtawy. To były bardzo trudne technicznie inwestycje, ale poradziliśmy sobie z nimi. Nabyliśmy doświadczenia m.in. w budowie dużych stacji kompresorowych i redukcyjno-pomiarowych, które wykorzystaliśmy i wykorzystujemy.

Od kilku lat znowu GAZOBUDOWA buduje poza terytorium Polski. Jak na tym wychodzi firma i jej pracownicy? Uważam, że nie można tego oddzielić.



**BUG GAZOBUDOWA Sp. z o.o. to realizator krajowych i międzynarodowych inwestycji, lider w budowie gazociągów o dużym przekroju, o największym potencjale produkcyjnym.**

Domeną spółki jest realizacja:

- kompleksowych obiektów gazowniczych
- dalekosiężnych gazociągów wysokiego ciśnienia
- lokalnych sieci gazowych
- tłoczni i rozdzielni gazu
- stacji redukcyjno-pomiarowych

ul. Wolności 339, 41-800 Zabrze,  
tel. (+48) 32 271 12 11, faks (+48) 32 271 35 69,  
e-mail: info@gazobudowa.pl  
www.gazobudowa.pl



GRUPA PGNiG



Jako spółka nie możemy i nie mamy z czego dopłacać do prac wykonywanych w Słowenii czy na terenie Niemiec. Oczywiście, wahania kursowe powodują, że bardzo trudno precyzyjnie przewidzieć wynik ekonomiczny za usługę w momencie podpisywania kontraktu. Mimo tych uwarunkowań, niezależnych od nas, notujemy dodatnie wyniki. Nasi pracownicy również dobrze na tej pracy w Słowenii czy w Niemczech wychodzą.

#### **Czy firma znowu zdobywa jakieś doświadczenia przydatne w Polsce?**

Doświadczenie zdobywa zarówno firma, jak i pracownicy. Zawsze można czegoś nowego nauczyć się w krajach o wysokiej kulturze technicznej. Za bardzo cenne doświadczenie uważam prace w Słowenii na gazociągach o średnicy 800 mm. W Polsce wykonywano ich niewiele, a zanoszą się na to, że planowana nowa sieć wysokich ciśnień, prowadząca gaz od Gazoportu w Świnoujściu, może być właśnie taka.

#### **Przez te minione 60 lat zmieniały się stosowane materiały, technologie łączenia rur itp. Firma musi za tym nadążyć. Klienci mają coraz większe wymagania, zwłaszcza co do jakości...**

Tę jakość wykonawstwa potwierdza m.in. certyfikat z numerem 1. w kraju, wydany nam przez Instytut Spawalnictwa w Gliwicach. Spółka ma własny ośrodek szkolenia spawaczy, cieszący się uznaniem

zarówno instytutu, jak i Urzędu Dozoru Technicznego oraz TÜV. Mamy wysoko wykwalifikowaną kadrę, stosujemy oraz wdramy najnowsze technologie spawania i wszystko, co wiąże się z łączeniem rur. Bliżko współpracujemy z szeroko rozumianym zapleczem badawczo-rozwojowym naszej branży. Dysponujemy też własnym nowoczesnym Laboratorium Badań Nieniszczących, wyposażonym dzięki staraniom dyrektora Krystiana Myrcika w sprzęt na najwyższym światowym poziomie, m.in. samojezdne czołgacze rentgenowskie.

#### **Inwestując w rozwój techniki i technologii, musicie mieć pewność, że w najbliższych latach firma będzie miała dużo pracy?**

Mamy nadzieję, że pracy nie zabraknie. Teraz najważniejsze nasze inwestycje to gazociąg tranzytowy w Słowenii oraz rurociąg Opal w Niemczech. Wierzymy, że wykorzystamy szanse na zdobycie dużych kontraktów w Polsce. Należąca do Skarbu Państwa spółka GAZ-SYSTEM zamierza w ciągu czterech lat wybudować 1200 km nowych sieci, które umożliwią rozprowadzenie rozprężonego gazu skroplonego importowanego z Kataru. Trudno nam wyobrazić sobie sytuację, że nie będziemy jednym z wykonawców tych inwestycji.

#### **Czy nazwa GAZOBUDOWA nie ogranicza waszej ekspansji na branżę pokrewne, związane z szeroko pojętą techniką sanitarną?**

Jeżeli pojawiają się szanse związane z techniką wodno-kanalizacyjną – wykorzystujemy je i nazwa nas nie ogranicza. GAZOBUDOWA była już podwykonawcą dla Hydrobudowy Polska SA, inwestycji tego typu ważnej dla Zabrza. Niedawno wygraliśmy kontrakt na budowę tlenociągu między hutami Zawiercie i Katowice. To pierwsza tego rodzaju instalacja w Polsce. Wierzymy, że trafi ona na naszą listę referencyjną.

#### **A gdyby pan chciał wymienić najważniejsze inwestycje wykonane przez spółkę w minionych 60 latach, to które znalazłyby się na takiej liście?**

To były tysiące kilometrów gazociągów dalekosiężnych, były gazociągi miejskie i osiedlowe, sieci rozdzielcze, stacje redukcyjno-pomiarowe i stacje odsiarczania gazu. Są jednak inwestycje, które szczególnie zostają w pamięci. To m.in. 40% polskiego odcinka gazociągu tranzytowego Jamał, łączącego Rosję z Europą, oraz najdłuższy sterowany przewiert kierunkowy pod Wisłą podczas budowy gazociągu Włocławek-Gdynia. Realizowane obecnie inwestycje w Słowenii i Niemczech też na tej liście zapewne się znajdują.

#### **Życząc kolejnych sukcesów, dziękuję za rozmowę. ■**

Rozmawiał  
**Henryk Piekut**



**COMMON** SYSTEMY OPIAROWANIA GAZU

Jesteśmy polskim producentem wysokiej klasy systemów służących do opomiarowania przepływu gazu w celach rozliczeniowych, technologicznych i kontrolnych. Od ponad 20 lat dostarczamy opracowane przez nas urządzenia i rozwiązania techniczne najwyższej jakości, zapewniamy wsparcie techniczne, handlowe oraz szybki serwis. Produkujemy m.in. gazomierze: turbinowe - CGT, rotorowe - CGR, zwężkowe - CGZW, CGZ, przepływomierze - CPT; urządzenia elektroniczne: przeliczniki - DOMINO, CMK, rejestratory - CRS, CRI, układy telemetrii - moduły CMB, CTS, szafki CST oraz towarzyszące wymienionym urządzeniom akcesoria. Zawsze jesteśmy otwarci na Państwa uwagi i spostrzeżenia, które pozwalają nam dopasować ofertę do Waszych potrzeb i wymagań.

Zapraszamy do kontaktu z działem marketingu w naszej siedzibie w Łodzi, przy ul. Aleksandrowskiej 67/93, telefon bezpośredni: (42) 253 66 59, fax: (42) 253 66 99, e-mail: common@common.pl, www.common.pl

# II Międzynarodowe Mistrzostwa Strzeleckie

Co roku rosnąca liczba uczestników, nowe konkurencje, coraz wyższy poziom – to wszystko pokazuje, że nasze branżowe mistrzostwa stają się coraz bardziej profesjonalne.

**T**egoroczne Mistrzostwa Strzeleckie o Puchar Prezesa PGNiG SA odbyły się 6–9 maja na strzelnicy w Rembertowie. Ich patronami byli, podobnie jak w ubiegłym roku, prezesi: PGNiG – Michał Szubski i Mazowieckiej Spółki Gazownictwa – Kazimierz Nowak, a organizatorem Zakład Gazowniczy Łódź MSG.

Uczestniczyło w nich ogółem 350 zawodników z branży gazowniczej, reprezentujących 10 firm: PGNiG, OGP GAZ–SYSTEM, MSG, DSG, WSG, KSG, Common, JT, Pegas,

GAZOBUDOWĘ. Podobnie jak w ubiegłym roku, brała w nich udział również drużyna hiszpańska – Barnagas Norte. W porównaniu z ubiegłym rokiem liczba uczestników wzrosła aż o 30%.

Zmagania strzeleckie obejmowały strzelanie z broni krótkiej, pneumatycznej i kbks. W tym roku pojawiły się jednak nowe konkurencje, które stanowiły dla naszych zawodników niemałe wyzwanie. Sporego refleksu wymagało strzelanie do rzutków, dlatego osiągnięcie dobrego wyniku w tej konkurencji było naprawdę trudne. Za to bardzo proste okazało się strzelanie z karabinu snajperskiego – precyzyjna luneta praktycznie uniemożliwiła zdobycie innego wyniku niż 9 lub 10. Pewną odmianą było też strzelanie z karabinka automatycznego.

Tegoroczne mistrzostwa strzeleckie w porównaniu z ubiegłorocznymi były licznie reprezentowane przez drużyny ko-



Najlepsze drużyny żeńskie



Najlepsze drużyny męskie

## Zwycięcy II Międzynarodowych Mistrzostw Strzeleckich

Kobiety – najlepszy strzelec:

Monika Szczudlik  
– PGNiG Sanok

Mężczyźni – najlepszy strzelec:

Wojciech Janas  
– PGNiG

Najlepszy strzelec z kbks:

Julita Leśniewska  
– MSG OZG Ciechanów

Najlepszy strzelec z broni krótkiej:

Monika Szczudlik  
– PGNiG Sanok

Najlepszy strzelec z broni pneumatycznej:

Marcin Rutka  
– MSG OZG Radom

Najlepsza drużyna żeńska:

PGNiG Sanok

Najlepsza drużyna męska:

OGP GAZ–SYSTEM  
Rembelszczyzna

Najlepsza firma:

Mazowiecka Spółka  
Gazownictwa

Kategoria rozszerzona – kobiety:

Elżbieta Kramek

Kategoria rozszerzona – mężczyźni:

Wojciech Janas

Szczegółowe wyniki znajdują się na [www.strzelectwo-gaz.pl](http://www.strzelectwo-gaz.pl)

biece: w tym roku było ich aż 11 (w ubiegłym roku jedynie 5). Trzeba przyznać, że wyniki osiągnięte przez niektóre zawodniczki w niczym nie ustępowały osiąganym przez mężczyzn, a w niektórych kategoriach kobiety okazały się nawet lepsze od mężczyzn. Tak było w klasyfikacji „Najlepszy strzelec z kbks”, w której I miejsce zajęła Julita Leśniewska z OZG Ciechanów MSG, a także klasyfikacji „Najlepszy strzelec z broni krótkiej”. W tej ostatniej zwyciężyła Monika Szczudlik z PGNiG Sanok.

Organizatorzy zadbane o to, aby warunki na zawodach były komfortowe. Dzięki temu, że wszystkie stanowiska strzeleckie były zadane, uczestnikom niestraszny był padający po południu pierwszego dnia deszcz. Dużą pomocą były też lunety umożliwiające precyzyjne strzały.

Wiele emocji wzbudziło odczytywanie wyników, końcowa klasyfikacja nie była bowiem znana uczestnikom aż do momentu wręczania nagród. Oficjalne zakończenie mistrzostw uroczystie obwieściły armatnie salwy. ■

**Renata Łatanik,**

Mazowiecka Spółka Gazownictwa



## II Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego i Central European Gas Congress

Wisła, 26-28 października 2010 r.

### Gaz ziemny paliwem XXI wieku

### Rynek gazu ziemnego w Europie Środkowej - kierunki ewolucji i nowe wyzwania

#### 26 października 2010 r. (wtorek)

11.00 - 16.00	Rejestracja uczestników
16.00 - 17.15	Obwieszczenie Kongresu (Miroslaw Dobrut - Prezes IGG), - Powitanie gości - Wystąpienie okolicznościowe Przewodniczącego Parlamentu Europejskiego - Wystąpienie Ministra Gospodarki pt. „Polityka Rządu w zakresie zaopatrzenia Polski w gaz ziemny” - Wystąpienia gości honorowych: Prezydent IGU, Wojewoda Śląski szefowie Izb (Związków) Gazowniczych Krajów Grupy V4, inni goście honorowi - Wręczenie odznaczeń honorowych IGG - Wręczenie dyplomów ukończenia III i IV edycji studiów MBA
17.15 - 18.45	<b>Sesja wspólna wprowadzająca</b> moderatorzy: Stanisław Rychlicki, Jakub Siemek Referat wprowadzający: Gaz ziemny w polityce energetycznej UE i krajów V4 - Panel dyskusyjny (uczestnicy: szefowie izb krajów V4)
19.00 - 20.00	Występ Zespołu Zakopower
20.30 - 24.00	Gala otwarcia Kongresu - odrębna Sala Kongresowa nr 5/2 piętro 6

#### 27 października 2010 r. (środa)

II Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego Sala konferencyjna nr 5/3 piętro 5		The Central European Gas Congress Sala konferencyjna nr 5/1 piętro 5	
09.00 - 09.30	Sprawozdanie z wykonania Uchwały I KPPG, Powołanie Komisji Uchwał na wniosek Zarządu IGG	09.00 - 09.30	Informacja z przebiegu poprzedniego Kongresu i ocena przyjętej Uchwały
09.30 - 13.00	<b>SESJA I: Gaz w polityce energetycznej</b> Moderator: prof. Jakub Siemek 1. Niekonwencjonalne źródła gazu w tym shale gas czy zmieni bilans energetyczny Polski? 2. Rozwój infrastruktury gazowniczej gwarancją wzrostu bezpieczeństwa energetycznego	09.30 - 11.00	<b>PANEL I: Realizacja II Dyrektywy Gazowej a perspektywy implementacji III Dyrektywy Gazowej w krajach Grupy V4</b> Moderator: Jan Winter Paneliści: 3 przedstawicieli krajów V4 + Prezydent IGU
11.00 - 11.30	Przerwa kawowa	11.00 - 11.30	Przerwa kawowa
11.30 - 13.00	3. Relacje gazowe Rosji z Unią Europejską Panel dyskusyjny: referujący + 3 osoby	11.30 - 13.00	<b>PANEL II: Regulacja rynków gazowych w krajach Grupy V4 z podkreśleniem rozporządzenia SoS</b> Moderator: Andrzej Sikora Paneliści: 4 przedstawicieli krajów V4
13.00 - 15.00	Obiad	13.00 - 15.00	Obiad
15.00 - 18.00	<b>SESJA II: Determinanty rozwoju przemysłu gazowniczego</b> Moderator: prof. Waldemar Kamrat 1. Nowoczesne technologie w inżynierii gazowniczej 2. Znaczenie standardów technicznych i inteligentnego opomiarowania w gazownictwie	15.00 - 16.30	<b>PANEL III: Kraje Grupy V4 w kontekście nowych europejskich projektów inwestycyjnych</b> Moderator: Stanisław Rychlicki Paneliści: 4 przedstawicieli krajów V4
16.30 - 17.00	Przerwa kawowa	16.30 - 17.00	Przerwa kawowa
17.00 - 18.00	3. Stan prawny a rozwój przemysłu gazowniczego Panel dyskusyjny: referujący + 3 osoby	17.00 - 18.30	<b>PANEL IV: Gaz w elektroenergetyce</b> Moderator: Bogdan Pilch Paneliści: 4 przedstawicieli krajów V4
19.00 - 20.00	Niespodzianka kulturalna - sala konferencyjna nr 6/2 piętro 6		
20.00 - 21.30	Kolacja - sala konferencyjna nr 6/2 piętro 6		
22.00 - 24.00	Pokaz warzenia piwa: sala konferencyjna - sala konferencyjna nr 6/2 piętro 6		

#### 28 października 2010 r. (czwartek)

Sala konferencyjna nr 5/3 piętro 5	
09.00 - 10.00	Podjęcie Uchwał: II Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego i The Central European Gas Congress
10.30 - 11.00	Przerwa kawowa
11.00 - 12.00	Sesja podsumowująca obydwie Kongresy. Podziękowania. Zapowiedź kolejnych Kongresów: - Central European Gas Congress, Budapeszt 2011 - III Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego, Wisła 2012 (kwiecień)
12.00	Obiad

# Dostarczając energię, dzielimy się ciepłem

Nasza historia sięga XIX wieku. Dlatego śmiało wybiegamy w przyszłość. Dysponujemy wiedzą i technologią, która pozwala nam prowadzić poszukiwania złóż gazu i ropy naftowej na całym świecie. Jesteśmy liderem w Polsce i mamy energię, którą przekazujemy innym.

