

czerwiec 2004

Przegląd gazowniczy nr 2

cena 14 zł

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

**Rozmowa z Leszkiem Juchniewiczem,
prezesem Urzędu Regulacji Energetyki**

Systemy kogeneracyjne

Temat wydania:

**REFORMY W PRZESYLE
– KONIECZNOŚĆ
I INTERES**

ISSN 1732-6575 INDEKS 386464



9 771732 657046

Zakład Termodynamiki i Energetyki Gazowej Instytut Techniki Ciepłej Politechnika Śląska w Gliwicach



Zakład Termodynamiki i Energetyki Gazowej prowadzi działalność naukowo-badawczą, dydaktyczną oraz usługową w szerokim zakresie zagadnień związanych z energetyką cieplną, a w szczególności energetyką gazową oraz inżynierią gazowniczą. W obszarze zainteresowań pracowników zakładu znajduje się zarówno problematyka badań podstawowych, jak i analizy studialne typu techniczno-ekonomicznego.

W zakresie szeroko pojętej energetyki gazowej i inżynierii gazowniczej Zakład Termodynamiki i Energetyki Gazowej prowadzi działalność konsultingową i usługową. W szczególności oferta zakładu obejmuje:

- analizy techniczno-ekonomiczne siłowni i elektrociepłowni gazowych;
- analizy optymalizacyjne małych układów do skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w zakresie doboru urządzeń i konfiguracji układów;
- energetyczne i ekonomiczne aspekty wykorzystania biogazów i biopaliw;
- inżynierię gazowniczą i dystrybucję paliw gazowych;
- obliczenia bilansowe i symulacyjne układów energetycznych;
- algorytmy komputerowego wspomaganie procesów podejmowania decyzji oraz specjalistyczne programy komputerowe;
- opracowania typu: *prefesibility study* i *fesibility study* w obszarze stosowania układów gazowych;
- audyt energetyczny układów i obiektów energetyki komunalnej i przemysłowej;



- opracowania koncepcyjne w zakresie modernizacji istniejących układów ciepłowni i elektrociepłowni przez nadbudowę gazowymi modułami kogeneracyjnymi;
- ocenę technicznej wykonalności propozycji nowatorskich rozwiązań układów energetycznych;
- pomoc konsultacyjną przy realizacji projektów.

Ponadto w zakładzie prowadzone są między innymi badania i prace w następujących kierunkach:

- modelowanie zjawisk cieplnych w urządzeniach i procesach oraz bilansowanie procesów cieplnych;
- uzgadnianie bilansów substancji i energii w procesach technologicznych i układach energetycznych;

- analiza energetyczna i ekologiczna układów energetyki przemysłowej i komunalnej;
- analiza termodynamiczna, ekonomiczna i optymalizacyjna gazowych układów kogeneracyjnych i trójgeneracyjnych małej mocy;
- analiza termodynamiczna i ekonomiczna układów grzewczych z pompami ciepła;
- analiza opłacalności stosowania paliw gazowych w ciepłownictwie i energetyce;
- zagadnienia ekonomiczne w energetyce;



- metody numeryczne w rozwiązywaniu zagadnień przepływu ciepła i masy;
- zagadnienia odwrotne przewodzenia ciepła i masy.

W swojej ofercie dydaktycznej Zakład Termodynamiki i Energetyki Gazowej posiada:

- kierunek dyplomowania „Energetyka gazowa” dla studentów studiów dziennych magisterskich;
- studium podyplomowe „Współczesna energetyka gazowa i gazownictwo”.

Zakład oferuje również usługi edukacyjne w zakresie opracowywania specjalistycznych programów edukacyjnych i szkoleniowych dla przemysłu oraz organizację zajęć w postaci:

- szkoleń i seminariów,
- studiów podyplomowych.

Zakład Termodynamiki i Energetyki Gazowej jest współorganizatorem cyklicznej Krajowej Konferencji Naukowo-Technicznej „Energetyka gazowa”. Kolejna edycja konferencji odbędzie się wiosną 2005 r. Szczegółowe informacje wkrótce na stronach internetowych Instytutu Techniki Ciepłej.

**Kierownik Zakładu
Termodynamiki i Energetyki Gazowej**
Prof. dr hab. inż. Janusz SKOREK
ul. Konarskiego 22, 44-101 Gliwice
tel. (32) 237 24 27, faks (32) 237 28 72,
e-mail: skorek@itc.polsl.pl
strona internetowa zakładu:
<http://www.itc.polsl.pl>

Szansa na sukces



Rozmowa z **Markiem Gruntem**,
przewodniczącym Rady Izby Gospodarczej Gazownictwa

Gratulujemy pierwszego roku działalności Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Dziękuję. Izba nasza powstała z inicjatywy środowiska gazowniczego, by lobbować i kreować rozwój gazownictwa w Polsce. Pierwsze sukcesy to powstanie Biura Izby i nawiązanie współpracy z organizacjami międzynarodowymi. W 2005 r. wspólnie z DVGW będziemy organizatorem III Europejskiego Forum Gazu. Uczestniczymy w dostosowaniu przepisów do obowiązujących w Unii Europejskiej.

Jesteście również organizatorem targów gazowniczych...

Tak. IGG organizuje bądź patronuje wielu konferencjom, szkoleniom, popularyzując nowoczesne technologie czy przybliżając przepisy obowiązujące w branży. Oczekiwaniem członków Izby IGG było zorganizowanie jednej, merytorycznej wystawy targowej. Imprezą w Kielcach chcemy zapoczątkować dyskusję na konferencji o bieżących sprawach gazownictwa. Spełnimy tym samym oczekiwania branży co do corocznego spotkania i wymiany informacji.

Jak pan widzi przyszłość polskiego gazownictwa?

Jestem przekonany, że stoimy u progu dużego jego rozwoju, po pierwsze dlatego, że jest niskie zużycie gazu, przypadające na jednego mieszkańca – w Polsce to 13 mld m³ gazu na 38 mln obywateli, a np. w Niemczech 80 mld m³ na 84 mln mieszkańców. Drugim powodem jest 13,5-proc. udział gazu w wytwarzanej energii, przy średnio 24 proc. w Unii Europejskiej. Naturalną tendencją będzie w najbliższych latach równanie do średniej w Unii. Mamy duże możliwości zwiększenia wydobycia z własnych złóż gazu. Sądzę, że jest możliwy adekwatny do zużycia gazu przyrost wydobycia ze złóż krajowych. Widzę szansę na dostawy gazu z różnych źródeł. Posiadamy duże możliwości magazynowania. Jesteśmy otwarci na nowoczesne rozwiązania, myślę tutaj np. o technologiach CNG, LNG czy kogeneracji.

No dobrze, ale czy te szanse nie są obciążone zagrożeniami ekonomicznymi?

Zdecydowanie nie! Nowoczesność gazu wynika nie tylko z przyjaznej dla środowiska naturalnego technologii, oczekiwanych systemów w energetyce i przemyśle, ale także z tego, że właśnie w gazownictwie nakłady na rozwój są najmniej dotkliwe dla ostatecznego klienta. Uważam również, że bezpieczeństwo energetyczne, wynikające z silnego gazownictwa, jest elementem infrastruktury gospodarki polskiej, a więc doskonałym elementem przyciągania kapitału zewnętrznego. Widzę duże szanse dla niedocenianego partnerstwa publiczno-prywatnego. Przecież było ono podstawą rozwoju gospodarki takich państw, jak USA czy Japonia.

Jest pan optymistą?

Oczywiście! Mamy szansę na sukces! Chcę tę szansę uzupełnić ostatnim elementem, dla mnie najważniejszym. Mamy mianowicie w kraju wystarczający doskonały potencjał wykonawczy – firmy poszukujące źródeł ropy i gazu, doceniane przez klientów na całym świecie, biura projektowe z dużym doświadczeniem przy realizacji największych inwestycji, doskonałe firmy wykonawcze i usługowe, w końcu producentów aparatury kontrolno-pomiarowej i urządzeń do instalacji gazu. Cieszę się, że wszystkie te firmy są zrzeszone w IGG. Daje to izbie siłę potrzebną do osiągnięcia założonych przez nią celów, a członkom bezpieczeństwo i poparcie dla ich działań.

Dziękuję za rozmowę.

Rozmawiała **Ewa Wojtowicz**

Rada Programowa

przewodniczący rady programowej
Mieczysław Menżyński – wiceprezes zarządu, Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Tarnowie

wiceprzewodniczący rady programowej
Cezary Mróz – wiceprzewodniczący, Izba Gospodarcza Gazownictwa

Mirosław Dobrut – dyrektor biura, Izba Gospodarcza Gazownictwa

Dariusz Jarczyk – gł. specjalista ds. dyspozycji i pomiaru gazu, Górnśląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Zabrze

Tomasz Łubieński – wiceprezes zarządu, Fundacja EKOGAZ

Jerzy Magas – kierownik Biura Taryf, Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Poznaniu

Marzena Majdzik – kierownik Biura Programowania Rozwoju, Inwestycji, Remontów i Zamówień Publicznych, Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. we Wrocławiu

Agata Orłowska – specjalista ds. public relations, Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Gdańsku

Włodzimierz Kleniewski – pełnomocnik ds. public relations, Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Piotr Rachtan – kierownik Działu Relacji Wewnętrznych, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

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

Przygotowanie i opracowanie redakcyjne:
Fundacja Klubu 500
00-549 Warszawa, ul. Piękna 24/26
tel. +48 (22) 628 06 28, 625 56 04
tel./faks +48 (22) 628 83 92
e-mail: klub500@klub500.org.pl
lub sekretariat@nzg.pl

Redaktor naczelny: Adam Cymer
tel. kom. 0 602 625 474
e-mail: cymer@nzg.pl

Redaktor prowadzący: Sławomir Trzaskowski
tel. kom. 0 606 209 719
e-mail: trzaskowski@nzg.pl

Projekt graficzny: Jolanta Krafft-Przeździecka
DTP: BARTGRAF
tel. +48 (22) 625 55 48
e-mail: bartgraf@nzg.pl

S p i s t r e ś c i

Wydarzenia

- 5** Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa; Personalia;

Temat wydania

- 9** **Znamienny 1 lipca** – Krzysztof Fronczak o sytuacji PGNiG SA wobec konieczności wdrożenia zapisów dyrektyw gazowych
10 **Nie jesteśmy nadgorliwi** – rozmowa z Pawłem Kamińskim, wiceprezesem zarządu PGNiG SA
12 **Konieczność i interes** – Andrzej Osiadacz, prezes PGNiG-Przesył Sp z o.o. o reformach w przesyłce gazu i wynikających z tego korzyściach



12

Nasz wywiad

- 14** **Robimy rynek** – rozmowa z Leszkiem Juchniewiczem, prezesem Urzędu Regulacji Energetyki



14

Nauka

- 16** **Prognoza dla Polski** – prof. Roman Ney o uwarunkowaniach zwiększenia zużycia gazu ziemnego w Polsce
18 **Gazowe układy trójgeneracyjne** – Jacek Kalina z Instytutu Techniki Ciepłej Politechniki Śląskiej na temat kogeneracji i trójgeneracji gazowej, czyli skojarzonej produkcji różnych postaci energii użytecznej



26

Technika i nowe technologie

- 22** **Łowcy nagród** – Sławomir Trzaskowski o sukcesach firmy GAZEX, która ma 80-proc. udział w rynku produkcji urządzeń i systemów elektronicznych, zabezpieczających przed wybuchem i zatruciem gazami

Fotoreportaż

- 26** **Przyjaźni mieszkańcom i środowisku** – prezentacja dokonań Elektrociepłowni Zielona Góra, produkującej ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu na paliwie węglowym i gazie ziemnym

34

Grupa Kapitałowa PGNiG SA

- 28** **Wydobycie** – informacja o poszukiwaniu złóż oraz wydobyciu ropy naftowej i gazu ziemnego
32 **Oszczędnie i ekologicznie** – Dolnośląska Spółka Gazownictwa
34 **Muzeum Gazownictwa w Paczkowie** – Górnośląska Spółka Gazownictwa
36 **Początki gazownictwa ziemnego w Polsce** – Karpacka Spółka Gazownictwa
38 **Nowa jakość** – Mazowiecka Spółka Gazownictwa
40 **Zespół opiekunów kluczowych klientów** – Pomorska Spółka Gazownictwa
42 **Mniej azotu, więcej metanu** – Wielkopolska Spółka Gazownictwa

Osobowość

- 44** **Pierwsza dama Bogusia...** – Irena Dryll o zawodowej karierze i zasługach dla polskiego gazownictwa inż. Bogumiły Nawrockiej-Fuchs

Historia

- 46** **150 lat przemysłu naftowego** – Jacek Munia o początkach przemysłu naftowego i gazowniczego w Polsce

Gaz i kultura

- 51** **Biografia Krzysztofa Cugowskiego**

Zdjęcia w numerze: Małgorzata Ciemnołońska, Agata Orłowska, Stefan Zubczewski oraz PBG S.A i archiwa spółek gazowniczych



51

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Za nami kolejne trzy miesiące działalności izby. Był to dla nas szczególnie ważny okres. Rozpoczął się odbywającym się na początku kwietnia pierwszym walnym zgromadzeniem członków izby. Zgromadzenie, pozytywnie oceniając naszą działalność w 2003 roku, potwierdziło potrzebę oraz zasadność istnienia naszego samorządu.

Gość specjalny spotkania – **Marek Kosowski** – prezes zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA w swoim wystąpieniu podkreślił rosnącą rolę izby, zwrócił uwagę na dobrą i efektywną dotychczasową współpracę pomiędzy naszymi instytucjami oraz pogratulował sukcesu.

W ciągu tych trzech miesięcy działalności aktywnie uczestniczyliśmy i wspieraliśmy patronatem Izby Gospodarczej Gazownictwa wiele ważnych wydarzeń branżowych, wśród których na szczególną uwagę i zainteresowanie zasługują: **Konferencja GAZ 2004**, która odbyła się w Warszawie 17-18 maja z inicjatywy Institute for International Research oraz **VII Krajowa Konferencja GAZTERM** (Międzyzdroje, 24-26 maja). Obydwa te spotkania, zorganizowane w przełomowym dla Polski okresie, a mianowicie w niecały miesiąc po wstąpieniu Polski do Unii Europejskiej, przyciągnęły szerokie grono zainteresowanych problemami i wyzwaniem, jakie stawia przed sobą branża gazownicza. Stworzyły tym samym wspaniałą platformę do wymiany doświadczeń i dyskusji nad aktualnymi problemami sektora.

Gratulujemy odniesionego sukcesu organizatorom **I Kongresu Nowego Przemysłu**, który odbył się w Warszawie 31 maja – 1 czerwca 2004 roku. W trakcie dwudniowej konferencji poświęconej sektorom: energetycznemu i gazowiczemu omówiono tak ważne dla branży kwestie, jak dywersyfikacja i liberalizacja dostaw gazu do Polski, rola i znaczenie sektora gazowniczego w Unii Europejskiej, zainteresowanie polskim rynkiem ze strony zagranicznych inwestorów, restrukturyzacja PGNiG SA i jej znaczenie, wydzielenie operatora przesyłowego oraz działalność spółek dystrybucyjnych.

Konferencję uświetniła obecność licznie reprezentowanych urzędów państwowych, prezesów i członków zarządów czołowych firm polskiego sektora gazowniczego, w tym PGNiG SA, oraz szerokie grono przedstawicieli działających w Polsce zagranicznych firm gazowniczych, m.in. RWE Gas i Gas de France.

Izba Gospodarcza Gazownictwa w dalszym ciągu aktywnie współpracuje ze spółkami dystrybucyjnymi. Potwierdzeniem tego jest odbyte przeze mnie w maju spotkanie z prezesami spółek dystrybucyjnych, w trakcie którego została w sposób szczegółowy

omówiona dotychczasowa działalność, a także przedyskutowano problemy związane z funkcjonowaniem UDT oraz stan przygotowań do opracowania i wydania kodeksu sieci dystrybucyjnych.

Szczególną uwagę chcielibyśmy jednak zwrócić na organizowane przez izbę 23-26 czerwca 2004 r. w Kielcach **Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS 2004** oraz towarzyszącą im konferencję pt. „**Nowe otwarcie przedsiębiorstw sektora gazownictwa – warunki funkcjonowania w Unii Europejskiej**”. W ramach targów chcemy stworzyć możliwość prezentacji najnowszych technologii w zakresie towarów i usług, przyczyniając się tym samym do aktywnego i efektywnego promowania rozwoju polskiego rynku gazowniczego w strukturach Unii Europejskiej, a także dać okazję do bezpośrednich spotkań z klientami i odbiorcami towarów i usług, w tym z firmami zagranicznymi.

Mamy nadzieję, iż prezentujący w trakcie referatów swoje opinie i rozwiązania w tym zakresie nasi partnerzy zagraniczni: DVGW, FIGAWA, Ruhrgas, RWE Gas, DONG i Gas de France w sposób jasny i przejrzysty przedstawią przyjęte, powszechnie akceptowane i stosowane w ich krajach w ostatnich latach rozwiązania prawne i techniczne.

Wśród referujących znaleźli się również liczni przedstawiciele urzędów państwowych, w tym: UDT, URE, UOKiK, UNB oraz GUM, z którymi izba współpracuje, a także Instytut Nafty i Gazu.

Szczególne podziękowania chcielibyśmy złożyć za pomoc w zorganizowaniu targów oraz udzielenie patronatu honorowego panom: **Jackowi Piehocie** – sekretarzowi stanu w Ministerstwie Gospodarki i Pracy oraz **Markowi Kossowskiemu** – prezesowi Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA, a także gospodarzom ziemi kieleckiej: **Wojciechowi Lubawskiemu** – prezydentowi Kielc i **Franciszkowi Wołodźce** – marszałkowi województwa świętokrzyskiego.

Dziękujemy wszystkim za pomoc w przygotowaniu i wydaniu kolejnego numeru „Przeglądu Gazowniczego”. Bardzo cieszy nas fakt, iż jego pierwszy numer spotkał się z tak szerokim oraz pozytywnym odzewem środowiska gazowniczego. Mamy nadzieję, iż poprzez prezentowaną tematykę i zagadnienia przyczyni się on do poszerzenia wiedzy o problemach branży gazowniczej, przybliżając ją tym samym szerszemu gronu zainteresowanych.

Życząc przyjemnych, słonecznych i rodzinnych wakacji, pozostaję z szacunkiem. ■



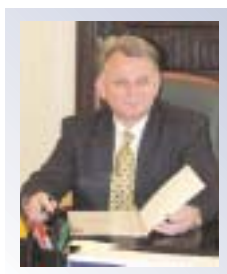
Mirosław Dobrut,
dyrektor biura
Izby Gospodarczej
Gazownictwa

**Izba Gospodarcza
Gazownictwa
aktywnie
współpracuje
ze spółkami
dystrybucyjnymi
w pracach
nad kodeksem sieci.**

WYDARZENIA



Andrzej J. Osiadacz został prezesem zarządu PGNiG Przesył Sp. z o.o. Jest absolwentem Politechniki Warszawskiej, Wydziału Mechaniki Precyzyjnej. Tytuł doktora nauk technicznych otrzymał na Wydziale Automatyki i Elektrotechniki Akademii Górniczo-Hutniczej. Na tym samym wydziale obronił pracę habilitacyjną. Stypendysta ONZ w 1979 roku. W latach 1985-88 pracował jako *Senior Research Fellow* w *The University of Manchester Institute of Science and Technology*. Był stypendystą *Science and Engineering Research Council*. Prowadził prace badawcze z zakresu symulacji i optymalizacji wielkich systemów płynowych. W latach 1989-1990 był zatrudniony jako *Senior Scientist* w *London Research Station – British Gas* w Zakładzie Obliczeń Sieci Gazowych. W latach 1990-1991 pełnił funkcję kierownika O/T Warszawa Instytutu Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. Od 1991 roku pracuje na Politechnice Warszawskiej. Posiada tytuł profesora nauk technicznych z dziedziny automatyki i robotyki. W latach 1995-2004 pełnił funkcję dyrektora PSIG (*Pipeline Simulation Interest Group*), organizacji amerykańskiej, zajmującej się problemami transportu i dystrybucji gazu. Od roku 1996 do 2001 reprezentował Polskę w *International Gas Union*. Od 1995 roku jest członkiem Komitetu Problemów Energetyki PAN. Przez wiele lat czynnie współpracował z polskim przemysłem gazowniczym jako doradca, konsultant czy też autor opracowań technicznych.



Krzysztof Czeszejko-Sochacki został prezesem zarządu Inwestgasu S.A. w Warszawie. Jest znanym i cenionym adwokatem, absolwentem Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego (1978). Karierę zawodową rozpoczynał w Sądzie Wojewódzkim w Warszawie. Potem odbył aplikację adwokacką i zdał egzamin adwokacki. Był prezesem Fundacji Wspierania Inicjatyw Gospodarczych oraz *Mazur Trading Environment* Sp. z o.o. W latach 2000-2001 członek zarządu Polskiej Fundacji Olimpijskiej, a ostatnio, w latach 2001-2004 szef kancelarii Sejmu RP.

Prezes Czeszejko-Sochacki zasiadał w wielu radach nadzorczych, w tym m.in. Polskiego Radia S.A., Powszechnego Towarzystwa Emerytalnego H-M-C S.A., Banku Inicjatyw Gospodarczych, PP Sztuka Polska. Obecnie jest członkiem rady nadzorczej Agencji Rozwoju Przemysłu S.A. Interesuje się komputerami, polityką, literaturą i prawem. Uprawia narciarstwo i szermierkę. Wolny czas spędza na czytaniu i słuchaniu muzyki.

Z kraju...

● W kwietniu tygodnik „Newsweek” Polska i miesięcznik ekonomiczny „Profit” wraz z renomowaną międzynarodową spółką doradztwa strategicznego A. T. Kearney przygotowali pierwszy w Polsce ranking 100 najcenniejszych firm w Polsce. O wyborze spółek zarówno prywatnych, jak i publicznych, zdecydowało kryterium wartości rynkowej, a więc to, co dla akcjonariuszy i potencjalnych nabywców jest najważniejsze. Podobne rankingi prezentowane w polskiej prasie (listy 500 „Polityki”, „Rzeczpospolitej”, „Gazety Bankowej”), oparte są na kryterium sprzedaży, czyli pokazują wielkość obrotów firmy, a nie jej wartość rynkową. A te dwa wskaźniki nie zawsze idą w parze i mają zupełnie różne znaczenie. W rankingu – opublikowanym w „Newsweek Polska” nr 19 – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA znalazło się na 7. miejscu, z wartością rynkową kapitałów własnych 11,94 mld zł. Ta wartość daje PGNiG SA pierwsze miejsce w grupie firm z branży paliwo-energetycznej, przed Orlenem. Warto w tym miejscu wspomnieć, że pozycja w rankingu takim jak ten, prezentującym faktyczną pozycję firmy na rynku kapitałowym, ma istotny wpływ na wycenę akcji spółki na giełdzie.

● 22 kwietnia br., podczas VIII Międzynarodowych Targów POL-GAZ-EXPO w Bydgoszczy, dokonano oceny wyrobów zgłoszonych do konkursu na najlepszy produkt prezentowany podczas targów i przyznano następujące nagrody:

6 kwietnia br. odbyło się Walne Zgromadzenie Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa, które pozytywnie oceniło dotychczasową pracę izby oraz potwierdziło zasadność istnienia samorządu branży gazowniczej.



- **I miejsce** – firmie TELMAX SA – Systemy Teleinformatyczne z Bydgoszczy za Work & Dokument Flow (System Obiegu Pracy i Dokumentów).
- **II miejsce** oraz **Nagrodę Prezesa Zarządu PGNiG SA** – firmie GAZEX z Warszawy za System Detekcji Gazu Nadzorowany Telemetrycznie.
- **III miejsce** – Nakładczej Spółdzielni Inwalidów z Opoczna za ubranie ochronne niepalne antyelektrostatyczne – NSI 091.
- Nagrodę Główną Targów oraz **Nagrodę Specjalną Zarządu Głównego Polskiego Zrzeszenia Inżynierów i Techników – Sanitarnych** firmie Metrix SA – Fabryce Gazomierzy z Tczewa za liczydło antywłamaniowe.
- Wyróżnienie – firmie P. P. H. MARGO ZPChr z Torunia za ubranie niepalne MAG-D.

● **W dniach 14-15 kwietnia**, w Krynicy Zdroju, odbyło się szkolenie z zakresu dostosowania prawodawstwa polskiego do wymogów dyrektyw europejskich dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy. Prowadzili je wykładowcy z Centralnego Instytutu Ochrony Pracy w Warszawie. Program dotyczył przepisów zawartych w 9 dyrektywach europejskich z zakresu bezpieczeństwa i higieny pracy. W szkoleniu udział wzięli zarówno kierownicy i pracownicy służb BHP, zakładowi społeczni inspektorzy pracy z Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, a także inni pracownicy Grupy Kapitałowej PGNiG SA zainteresowani tą problematyką.

● **28 kwietnia** przedstawiciele NAK Naftogaz Ukrainy i Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA przeprowadzili w Krakowie rozmowy na temat rozszerzenia dwustronnej współpracy. W ich wyniku podpisano memorandum o budowie gazociągu Ustług – Hrubieszów. Podpisy pod memorandum złożyli wiceprezes zarządu NAK Naftogaz Ukrainy **Igor Woronin** i wiceprezes PGNiG SA **Franciszek Krok**. Dzięki porozumieniu możliwa będzie gazyfikacja wschodnich rejonów Polski. W czasie rozmów omawiano również inne kwestie dotyczące współpracy obu firm. Igor Woronin poinformował stronę polską o zainteresowaniu NAK Naftogaz Ukrainy wspólnym z PGNiG SA poszukiwaniem i wydobyciem gazu na terytorium Polski.

Strony polska i ukraińska współpracują już w zakresie wydobycia gazu na terytorium Ukrainy.

● **28-30 kwietnia** w Warszawie odbył się Europejski Szczyt Gospodarczy pod hasłem „Europe: Enlargement and Beyond”. Jego głównym organizatorem było Światowe Forum Ekonomiczne (WEF – World Economic Forum), gospodarz corocznych konferencji w Davos. Ze względu na miejsce i termin Europejski Szczyt Gospodarczy 2004 miał szczególną wymowę. W przededniu wstąpienia do Unii Europejskiej dziesięciu nowych państw, w stolicy Polski spotkało się liczne grono wybitnych polityków, liderów biznesu, przedstawicieli organizacji pozarządowych i kręgów opiniotwórczych. Wśród uczestników szczytu nie zabrakło przedstawicieli Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA, które było jednym z głównych sponsorów tego wydarzenia.

● **7 maja** – Państwowy Instytut Geologiczny obchodził jubileusz 85-lecia. Właśnie 7 maja 1919 roku minister przemysłu i handlu odrodzonej Rzeczypospolitej, dr **Kazimierz Hącia**, uroczystie otworzył nową instytucję naukowo-badawczą – Państwowy Instytut Geologiczny. Na pamiątkę tego wydarzenia 7 maja ustanowiono świętem instytutu. W tym roku święto to obchodzone było po raz pierwszy i miało szczególnie uroczysty charakter. 85 lat działalności instytutu w służbie polskiej geologii zaznaczyło się wieloma znamenitymi osiągnięciami naukowymi i rezultatami wielkiej wagi dla gospodarki kraju. Bez pracy instytutu nie byłaby możliwa budowa i rozwój przemysłu surowców ener-



21 kwietnia br. na terenie siedziby Mazowieckiej Spółki Gazownictwa odbyły się ćwiczenia przeciwpożarowe. W akcji ewakuacji pracowników oraz gaszenia symulowanego pożaru uczestniczyły trzy zastępy Państwowej Straży Pożarnej. Akcja przebiegła sprawnie, choć drogę strażakom zastawiały parkujące w niedozwolonym miejscu samochody. Kazimierz Nowak, wiceprezes ds. technicznych MSG, stwierdził po zakończeniu ćwiczeń, że wszelkie wykryte nieprawidłowości będą niezwłocznie usunięte.

tycznych, zwłaszcza wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego.

● **12 maja br.** w Strykowie, niedaleko Łodzi, na terenie działania Gazowni Łódzkiej, należącej do Mazowieckiej Spółki Gazownictwa do użytku przekazana została bardzo duża inwestycja – Centrum Produkcyjno-Logistyczne słoneńskiej firmy LEK. Do wszystkich zarówno procesów technologicznych, jak i grzewczych jako paliwo wybrany został gaz ziemny. W celu podłączenia tak dużego odbiorcy do sieci gazowej konieczne było wybudowanie aż 13 km gazociągu ze Zgierza do Strykowa. Nowa nitka gazociągu powstała w rekordowym tempie dziewięciu miesięcy. Kosztowała 2,5 mln zł. Oprócz LEK-u i innych firm, takich jak Lidl czy Grontmij z gazu będą mogli korzystać również mieszkańcy Strykowa.

● **13-14 maja**, w Warszawskim Centrum EXPO XXI, odbyła się Konferencja Środkowoeuropejska pt. „Paliwa płynne i gazowe 2004”. Pierwszy dzień



Staraniem Izby Gospodarczej Gazownictwa ukazał się katalog **POLSKIE GAZOWNICTWO 2004**. Zawiera charakterystykę ponad stu spółek, zgrupowanych w izbie oraz aktualne kontakty. Wydawnictwo będzie można nabywać od lipca w siedzibie Izby Gospodarczej Gazownictwa (cena 50 zł/egz.)

WYDARZENIA

konferencji był poświęcony paliwom płynnym, drugi – gazowym. Podczas konferencji sesję na temat „Plany i perspektywy rozwoju rynku CNG” poprowadził **Marek Foltynowicz**, wiceprezes PGNiG SA. Jego wystąpienie wywołało duże zainteresowanie uczestników.

● **17 maja** – w numerze 75 Biuletynu Zamówień Publicznych, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo ogłosiło wyniki przetargów na poszukiwanie złóż węglowodorów, obejmujące wiercenie



12 maja br. w bibliotece mieszczącej się w kompleksie przy ul. Kasprzaka 25 w Warszawie odbyło się spotkanie promocyjne wydawców oraz zespołu redakcyjnego „Przeglądu Gazowniczego”. Mirosław Dobrut, dyrektor Izby Gospodarczej Gazownictwa, przedstawił zebranych cele, jakie stoją przed radą programową pisma i zespołem. Podkreślił, że pierwszy numer został przyjęty w środowisku bardzo przychylnie. Z kolei Adam Cymer, redaktor naczelny „Przeglądu Gazowniczego”, zaprezentował najbliższe plany zespołu redakcyjnego. Odpowiadał też na pytania zebranych. Spotkanie posumował Cezary Mróz, wiceprzewodniczący Rady IGG. Podziękował wszystkim, którzy przyczynili się do powstania pisma i życzył pomyślności.

otworów rozpoznawczych. Spółka wyda na ten cel łącznie ponad 75 mln zł. Poszukiwania prowadzone będą w sześciu różnych miejscach przez trzy spółki zależne PGNiG: Poszukiwania Nafty i Gazu Piła, PNiG Jasło oraz PNiG Kraków. Mają potrwać od 360 do 450 dni od chwili podpisania umowy.

● **21 maja** – Niemiecka firma Ruhrgas zamierza przejąć słowackie magazyny gazu ziemnego. Ruhrgas Energie Beteiligungs (spółka-córka niemieckiego koncernu gazowniczego Ruhrgas) przygotowuje ofertę publicznego wezwania do sprzedaży akcji słowackiej firmy Nafta, która zajmuje się eksploatacją podziemnych magazynów gazu. Ruhrgas odkupił, 12 maja br., od konkurencyjnego niemieckiego koncernu RWE pakiet

40,13 proc. akcji słowackiej firmy. Kontrolny pakiet 56 proc. akcji Nafty należy do firmy SPP, która zajmuje się eksploatacją słowackich magistrali gazowych i sprzedażą gazu na Słowacji. (źródło – „Gazeta Wyborcza”)

● **24 maja** – Nastąpiły zmiany w przepisach o dostawie energii. Po 1 maja 2004 r. nastąpiła liberalizacja rynku energii. Dotyczy ona szczególnie dostaw energii elektrycznej, gazu i paliw ciekłych. Liberalizacja i otwarcie rynku powinny doprowadzić do obniżenia cen energii i poprawy jakości świadczonych usług – informuje Ministerstwo Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej. Zgodnie z krajowym harmonogramem uzyskiwania dostępu do sieci oraz wymaganiami UE, od 1 lipca 2004 r. prawo wyboru dostawcy gazu uzyskają wszyscy odbiorcy poza gospodarstwami domowymi, natomiast od 1 stycznia 2006 r. gospodarstwa domowe.

Podstawową zasadą działania konkurencyjnego rynku gazu będzie oddzielenie gazu jako towaru od dostawy gazu jako usługi. Gaz jako towar zostanie poddany wolnej konkurencji, natomiast usługi jego przesyłania i dystrybucji, świadczone przez przedsiębiorstwa sieciowe, pozostaną regulowane.

Najważniejsze zmiany w tym obszarze to otwarcie rynku krajowego na konkurencję przedsiębiorstw działających na terenie Unii Europejskiej, przyznanie odbiorcom prawa do korzystania z usług przesyłowych dla dostaw gazu, pozyskiwanego również poza terytorium Polski oraz rozbudowa połączeń międzysystemowych. Zmiany te wpłyną na zawieranie umów pomiędzy dostawcami i odbiorcami gazu.

(źródło – serwis internetowy CIRE)

Ze sportu

● **28 i 29 maja br.** na Kanale Szymanowskim k. Giżycka odbyły się **XVI Mistrzostwa PGNiG SA w Wędkarstwie Spławikowym o Puchar Prezesa Zarządu**. Organizatorem Mistrzostw jest Koło Polskiego Związku Wędkarskiego przy OZG w Olsztynie (Pomorska Spółka Gazownictwa). W zawodach wzięło udział ponad 18 drużyn ze wszystkich oddziałów firmy. Zwycięstwo w zawodach wywalczyła drużyna Zakładu Gazowniczego w Lublinie.



W dniach 5-6 czerwca na terenie OW LOTNIK w Golejowie koło Staszowa odbyły się X Jubileuszowe Mistrzostwa w Piłce Siatkowej. Organizatorem imprezy był Zakład Gazowniczy w Sandomierzu, należący do Karpackiej Spółki Gazownictwa. W rozgrywkach wzięło udział 15 drużyn. Turniej został rozegrany zgodnie z przepisami PZPS. Drużyny zostały podzielone na trzy grupy eliminacyjne i rozgrywały mecze systemem „każdy z każdym”. Do półfinałów awansowały drużyny z miejsc I i II z każdej grupy oraz dwa zespoły z miejsca trzeciego z najlepszym dorobkiem punktowym. Zwyciężyła drużyna ZRUG Pogórska Wola.

Zebrała Jolanta Nowak

Z głębokim żalem zawiadamiamy, że 24.05.2004 r. odszedł niespodziewanie
prezes zarządu firmy TEGAS Sp. z o.o.

PRZEMYSŁAW KOCIK

człowiek wielkiego serca, obdarzony niespotykaną charyzmą i urokiem, osoba nieobojętna na ludzką krzywdę, postępująca zawsze z poszanowaniem wartości nadrzędnych, takich, jak: uczciwość, lojalność i akceptacja człowieka. Żegnamy z bólem człowieka wrażliwego na piękno przyrody, zapalonego wędrowca, przemierzającego szczyty i doliny życia z ogromnym entuzjazmem i głową pełną pomysłów - naszego przyjaciela i doradcę.

zarząd, współpracownicy i przyjaciele
TEGAS Sp. z o.o.



Znamienny 1 lipca

Krzysztof Fronczak

Do początku lat 90. ubiegłego wieku niemal wszystkie nici biznesu gazowego w Polsce zbiegały się w jednym miejscu – w Polskim Górnictwie Naftowych i Gazownictwie, najpierw przedsiębiorstwie państwowym, a od momentu komercjalizacji 26 października 1996 r. – jednoosobowej spółce akcyjnej skarbu państwa. Ostatnie lata przyniosły wyraźne zmiany w tym obrazie. Jeszcze wyraźniejsze będą w niedalekiej przyszłości.

Rynkowa transformacja gospodarki krajowej, perspektywa wejścia Polski do Unii Europejskiej oraz konieczność wdrażania zapisów dyrektyw gazowych (tzw. Dyrektywy Gazowej 98/30/EC, a następnie tzw. Nowej Dyrektywy Gazowej 2003/55/EC) postawiły PGNiG SA w zupełnie nowej sytuacji. Zwłaszcza ta nowa dyrektywa mocno miesza szyki.

PRZYSPIESZENIE

Liberalizacja polskiego rynku gazowego ma być znacznie szybsza niż początkowo zakładano. Co to oznacza? Choćby to, że zasada swobodnego dostępu strony trzeciej (*Third Party Access*) wymusza konieczność konkurowania gazu zakupionego przez PGNiG SA (w czym przeważający jest udział surowca importowanego w ramach kontraktów długoterminowych) z gazem pochodzącym z UE, a w przyszłości, niewykluczone, także z innych rynków. Droga dla transportu gazu ma być wolna. Chętni, po wniesieniu stosownych opłat, będą z niej mogli korzystać do woli, niczym z płatnej autostrady.

Pierwsza połowa 2003 r. upłynęła w PGNiG SA pod znakiem kontynuacji zadań przewidzianych w rządowym programie restrukturyzacji i prywatyzacji spółki. Zmierzano one do utworzenia spółki poszukiwawczo-wydobywczej Górnictwo Naftowe. Prace czasowo zawieszono w październiku 2003 r. – w oczekiwaniu na zmodyfikowanie programu rządowego, co okazało się konieczne wobec wejścia w życie 4 sierpnia 2003 r. dyrektywy 2003/55/EC. Jako znacznie bardziej restrykcyjna od swojej poprzedniczki, dyktuje bowiem ona wyraźnie szybsze tempo otwierania rynków gazowniczych w krajach UE, zwłaszcza w takich sferach, jak rozdzielanie poszczególnych obszarów działalności przedsiębiorstw gazowniczych, w tym wydzielenie operatorów systemów

przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych. Mówią o tym rozmówcy „Przeglądu Gazowniczego” w materiałach zamieszczonych na następnych stronach.

NIEZBĘDNA PRZEJRZYSTOŚĆ

W przyjętej przez zarząd PGNiG SA 26 maja 2003 r. „Koncepcji programu restrukturyzacji wewnętrznej Grupy Kapitałowej PGNiG SA” jednoznacznie mówi się o ukształtowaniu takiej struktury organizacyjno-prawnej, która – odpowiadając wymogom dyrektywnym – nadałaby jej transparentność wymaganą przez regulatora (Urząd Regulacji Energetyki), optymalizowała zarządzanie i poprawiała efektywność gospodarowania, możliwie najlepiej służąc konkurencyjności na rynku. To droga do podniesienia wartości Grupy Kapitałowej PGNiG SA, istotny warunek powodzenia planowanej prywatyzacji.

W jakościowo nowej sytuacji, stworzonej przez dyrektywę 2003/55/EC, utrzymanie przez PGNiG SA wiodącej pozycji na polskim rynku gazu bez wątplenia nie będzie łatwe. Władze spółki nie kryją, że dołożą wszelkich starań, by utrzymać obecną, zintegrowaną strukturę PGNiG SA. Nie będzie ona jednak tożsama z dotychczasową. W nowych ramach na barkach spółki-matki spocznie odpowiedzialność za pozyskanie, magazynowanie i obrót hurtowy gazem, a spółki zależne odpowiadać będą za jego przesył (po utworzeniu 1 lipca br. Operatora Systemu Przesyłowego, spółki PGNiG-Przesył sp. z o.o.) oraz dystrybucję i obrót detaliczny (spółki gazownictwa). Taka struktura dać ma odbiorcom gazu ziemnego wymaganą gwarancję bezpieczeństwa i ciągłości dostaw. I nie oznacza ona końca zmian w grupie kapitałowej.

Od 1 lipca 2004 r. PGNiG-Przesył sp. z o.o. przejmuje odpowiedzialność nie tylko za przesył gazu, ale również za utrzymanie systemu przesyłowego i połączeń międzysystemowych. Spada na niego zadanie kształtowania polityki i strategii systemu przesyłowego. Tego wszystkiego żąda tzw. Nowa Dyrektywa Gazowa.

ŚWIAT NOWYCH POTRZEB

Popyt na gaz ziemny w najbliższych latach powinien rosnąć. A to oznacza, że będzie przybierać na sile zapotrzebowanie na usługi przesyłowe. To bez wątplenia dobry prognostyk dla nowo powstającej spółki.

Z drugiej strony, dla zaspokojenia rosnących apetytów rynku i zapewnienia ciągłości dostaw gazu do odbiorców, niezbędne będzie podjęcie wielu inwestycji, w tym służą-

dokończenie na str. 13



Nie jesteśmy nadgorliwi

rozmowa z **Pawłem Kamińskim**
wiceprezesem zarządu Polskiego Górnictwa
Naftowego i Gazownictwa SA

Spotkać się można z tezą, że powołanie do życia operatora systemu przesyłowego – spółki PGNiG SA – to przejaw swoistej nadgorliwości. W niektórych krajach Unii Europejskiej – twierdzi się tu i ówdzie – mimo obowiązywania od 1998 r. tzw. Dyrektywy Gazowej (98/30/WE), a potem, od połowy ubiegłego roku, tzw. Nowej Dyrektywy Gazowej (55/2003/WE), procesy liberalizacji i deregulacji rynku gazowego idą jakoś niespiesznie. W Polsce zaś, wydzielając 1 lipca br. sferę przesyłu gazu, jakoby wybiegamy przed orkiestrę. Co pan na to?

Z całą pewnością nie jest to prawda. Można się zgodzić, że poszczególne kraje Unii Europejskiej prezentują różną filozofię działania, prowadzą liberalizację własnych rynków gazowych w różny sposób i z różnym natężeniem. To jednak w żaden sposób nie uprawnia do stawiania tezy, że jesteśmy nadgorliwi.

Litera i duch Nowej Dyrektywy Gazowej są jednoznaczne i takie same dla wszystkich krajów członkowskich UE – we wszystkich konieczne jest prawno-organizacyjne wydzielenie spółek przesyłowych. Różnice dotyczą najwyżej formuły majątkowej takich spółek – na jednym biegunie spotkać można spółki operatorskie nie wyposażone w majątek, na drugim – dysponujące nim, będące efektem podziału pionowo zintegrowanych firm gazow-

niczych. Wybór odzwierciedla wolę polityczną rządów każdego z krajów UE. Na przykład w Niemczech od 1 stycznia br. firmy VNG oraz Ruhrgas mają operatorów systemów przesyłowych w postaci niewielkich spółek-córek, wydzielonych podmiotów prawnych, nie mających własnego majątku, które zajmują się zarządzaniem sferą dostępu do sieci (zgodnie z kodeksem sieci), w tym informacją o dostępnych stronach trzecim zdolnościach przesyłowych, punktach wejścia do sieci, wyjścia z niej itd.

Inny model przyjęły np. Dania czy Norwegia (ta druga, choć nie jest członkiem UE, dostosowuje się do wymogów wspólnoty). W krajach tych nastąpił podział krajowych firm gazowniczych, a powstałe spółki przesyłowe wyposażono w majątek wynikający z podziału. Te zatem nie tylko organizują przesył na zasadach TPA, ale też korzystają z własnej infrastruktury.

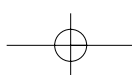
Wracając do pytania o rzekome „wybieganie przed orkiestrę” – odpowiedź na nie znajdziemy w polityce gospodarczej, w tym energetycznej, naszego rządu. PGNiG SA ma obowiązek dostosować się do niej. Jako zarząd PGNiG SA jesteśmy odpowiedzialni za terminowe przygotowanie przedsiębiorstwa do wymogów zawartych w Nowej Dyrektywie Gazowej i przepisów, które, zgodnie z nią, już obowiązują lub też niebawem uzupełnią polskie prawo. Nie mamy zresztą wyboru: po 1 lipca br.

mogą pojawić się zapytania, na które musimy być przygotowani. To fakt – będzie się od nas wymagać nie dyskryminującego traktowania każdego unijnego klienta. Ale również my, na zasadzie wzajemności, będziemy mogli żądać podobnie nie dyskryminującego podejścia na dowolnym rynku unijnym.

W pierwszej połowie lat 90. zaczęły docierać do Polski wieści z regulowanych i liberalizowanych rynków gazowych w Europie Zachodniej. Anglię i Walię uważano wówczas za pionierów dostarczających podręcznikowych przykładów takich procesów. Ale po drugiej stronie wskazywano na konserwatywny model francuski, w którym rolę dyrygenta niepodzielnie sprawował Gas de France. Ten podział zdaje się utrzymywać do dzisiaj...

...i przechodzi do historii. W obecnych warunkach dotychczasowa pozycja GdF jest nie do utrzymania.

To ilustracje różnego podejścia do zagadnień liberalizacji. W Wielkiej Brytanii była ona następstwem decyzji politycznych rządu pani Thatcher, za którymi poszła budowa konkurencyjnego wewnętrznego rynku gazu, wolnego od monopolistycznego dyktatu British Gas, czemu zresztą z biegiem lat przysłużyło się również wyspiarskie położenie tego kraju. Podzielono więc British Gas i stworzono warunki dla konkurencji między nowo powstałymi



firmami, skupiając się głównie na rynku wewnętrznym.

Na rynku kontynentalnym sytuacja ukształtowała się nieco inaczej. Ideologię unijnego rynku gazowego, mającego postać naczyń połączonych, tworzy Komisja Europejska. Konkurencja ma tu charakter nie tylko wewnętrzny, ale również ponadnarodowy, a wielkie znaczenie przypada połączeniom międzysystemowym, tzw. *interconnectors*. Być może, gdyby rozwiązania te upowszechniły się kilkanaście lat wcześniej, to nieco inaczej podchodzono by wówczas do budowy rynku gazu w Wielkiej Brytanii. Ale i tak jest on dziś przedmiotem zainteresowania licznych tzw. traderów, niezależnych firm trudniących się obrotem z Niemiec, Francji, Holandii czy Danii, bądź też producentów gazu z Norwegii, Danii, Holandii czy nawet Rosji i nie ma mowy o jakiejś izolacji.

Jest też całkiem inny niż brytyjski model tworzenia konkurencyjnego rynku – ten nie polega na dzieleniu majątku, a organizacyjno-prawnym wydzieleniu nowych podmiotów z pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw sektora gazowego. Sposób ten szanuje Nowa Dyrektywa Gazowa, która zupełnie nie łączy niezależności podmiotów na rynku gazowym (w rozumieniu organizacyjnym i swobody podejmowania decyzji) z wydzieleniem majątkowym. Mówi ona wyraźnie, że przejrzystość i funkcjonalny podział na poszczególne sfery działalności – wydobywanie, przesył, dystrybucję, zakup, sprzedaż, magazynowanie – nie musi wiązać się z podziałem majątku firmy. Jest to możliwe dzięki nadaniu stosownych uprawnień regulatorowi, który dysponuje narzędziami, aby wymusić odpowiednie zachowanie się tych podmiotów na rynku.

Pod rządami poprzedniej Dyrektywy Gazowej nie można było zmienić francuskiego rynku?

Istotnie, Francji (podobnie zresztą jak Niemcom) udawało się do niedawna bronić *status quo* na krajowym rynku gazu. Powoływano się przy tym na regulacje zawarte właśnie... w Dyrektywie Gazowej z 1998 r., mało precyzyjnej, stwarzającej pole do różnego ro-

dzaju interpretacji, zawierającej liczne furtki. Zaslaniając się duchem dyrektywy, można było utrzymywać model zintegrowanego pionowo przedsiębiorstwa gazowego w rodzaju GdF we Francji czy VNG i Ruhrgas w Niemczech.

Nowa Dyrektywa Gazowa w sferze zapisów prawnych jest jednoznaczna i nie zostawia złudzeń – budowanie rynku zliberalizowanego nie będzie już polegało na zręcznym naginaniu unijnego prawa do własnych potrzeb.

Jest to zarazem przesłanie dla tych, którzy uważają, że liberalizację sektora gazowego da się przeciągać czy też prowadzić według dowolnych własnych wzorców. To mrzonki, rozdział raz na zawsze zamknięty. Namawiał-

Jako zarząd PGNiG SA jesteśmy odpowiedzialni za terminowe przygotowanie przedsiębiorstwa do wymogów zawartych w Nowej Dyrektywie Gazowej i przepisów, które, zgodnie z nią, już obowiązują lub też niebawem uzupełnią polskie prawo.

bym ich również, aby dokładnie zapoznali się z Nową Dyrektywą Gazową, zanim, zapatrzeni na brytyjskie wzorce, zaczną forsować idee budowy zliberalizowanego rynku gazowego w Polsce wyłącznie na zasadzie dzielenia pionowo zintegrowanego przedsiębiorstwa gazowego PGNiG SA. Konkurencyjny rynek gazu da się z powodzeniem kształtować również inaczej.

Unijna elektroenergetyka wyrażnie dalej niż sektor gazowy zaszła na drodze liberalizacji. Czy jej doświadczenia można przenosić na grunt sektora gazowego?

Niebezkrętycznie. Energia elektryczna jako przedmiot obrotu handlowego jest towarem jednorodnym. Rzecz zrozumiała, wymaga też całkiem innych środków transportu. Tymczasem w Europie mamy do czynienia z kilkoma rodzajami gazu, o bardzo różnym składzie chemicznym. Spotykamy takie „gatunki towaru” będącego w obrocie, jak: gaz norweski, rosyjski, brytyjski, ale też gaz w postaci LNG, pochodzący

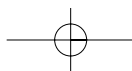
z Bliskiego i Dalekiego Wschodu, nawet z Indonezji. Nie bez powodu np. w Niemczech działają odrębne systemy gazowe – w części kraju dostępny jest gaz norweski, w innej – gaz rosyjski, w jeszcze innej – gaz zaazotowany, którego nie sposób swobodnie mieszać z poprzednimi.

W odróżnieniu od energii elektrycznej, w wypadku gazu transportuje się molekuly, innymi słowy, wymagające sterowania przesyłem kilogramy i tony, które muszą fizycznie przepłynąć siecią rurociągów z jednego punktu do drugiego. Na podstawie analizy chemicznej da się ustalić, czy w obu tych punktach ma się do czynienia z tym samym rodzajem towaru. Energia elektryczna jest zaś anonimowa.

Liberalizacja rynku nic zgoła nie zmienia w rozplywach gazu. Pojawiają się jedynie nowe możliwości zawierania kontraktów, dzięki ujawnieniu informacji o stojących do dyspozycji firm handlowych mocach i zdolnościach przesyłowych w sieci. W chwili, kiedy informacje te stają się dostępne dla graczy rynkowych i ustalone są nadzorowane przez regulatora reguły gry, mogą być – na zasadach konkurencji – konstruowane kontrakty. Kontrakty tak różne, jak różni bywają klienci – inne potrzeby ma zakład wielkiej syntezy chemicznej, inne piekarz przez kilka godzin na dobę piekący chleb. Aby spełnić wszystkie oczekiwania, potrzebny jest konkurencyjny rynek gazu. Jeśli nie my je spełnimy, to zrobią to za nas inni. Komisja Europejska ma też w zanadru dotkliwie sankcje finansowe dla opornych. Ostatecznie obciążąłyby one kieszeń klienta, czyli również pana i moją. To byłaby wyjątkowo nieciekawa perspektywa.

Dziękuję za rozmowę.

Rozmawiał **Krzysztof Fronczak**



KONIECZNOŚĆ I INTERES

Andrzej Osiadacz

Spółka PGNiG-Prześył sp. z o.o., operator systemu przesyłowego gazu (OSP), wydzielona ze struktury organizacyjnej pionowo zintegrowanego przedsiębiorstwa Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA nie przejmie infrastruktury przesyłowej na własność – będzie korzystała z majątku wydzierżawionego od spółki macierzystej i pozostanie pod całkowitą jej kontrolą.

S potkać się można z tezą, że to ograniczenie niezależności. Ja wszakże uważam, że formuła własnościowa ma jednak drugorzędne znaczenie. Najistotniejsze jest to, aby stworzyć konkurencyjny rynek, na którym będzie obowiązywała zasada TPA i którego swego rodzaju gwarantem będzie niezależny operator systemu przesyłowego, zapewniający podmiotom zajmującym się handlem gazem niedyskryminujące warunki działalności na rynku. W skład naszej spółki wejdzie od 1 lipca br. sześć regio-

nalnych oddziałów przesyłu. W wymiarze kadrowym to ok. 2100 osób, które przechodzą do nas z ROP oraz ok. 150 osób przechodzących do pracy z Centrali Spółki PGNiG SA. Rzecz jasna, powstaje całkiem nowa struktura, która w miarę upływu czasu będzie ulegała modyfikacjom, dostosowującym ją do potrzeb rynkowych. ROP-y pełniły dotąd rolę ośrodków, których głównym celem była dostawa gazu do odbiorców, a na pierwszym planie pozostawało bezpieczeństwo i ciągłość dostawy. My musimy do tego dołożyć czynnik niezwykle istotny – elastyczność w działaniu i szybką reakcję na sygnały płynące z rynku. A to już implikuje inną filozofię prowadzenia ruchu. Rzecz jasna, zmiana owej filozofii nie będzie aktem jednorazowym, nie nastąpi „od ręki” – to będzie proces wymagający czasu. Dziś czas dzielimy na dwa etapy – cezurą jest 1 lipca br. Do tego dnia musimy najlepiej – na miarę obecnych możliwości technicznych, ekonomicznych i kadrowych – przygotować się do godziny „zero”, czyli dnia otwarcia rynku. Zaraz po tej dacie przystąpimy do opracowywania strategii rozwoju naszej firmy, której celem będzie, ogólnie mówiąc, podnoszenie z roku na rok jakości naszych usług przesyłowych.

Niestety, nie mamy wzorców do naśladowania, ani krajowych, ani zagranicznych. Mamy wprawdzie doświadczenie w prowadzeniu ruchu dotychczas-

sowego systemu, dobrą kadrę, ale rynkowe ostrogi przyjdzie nam dopiero zdobywać. Na przykład nigdy do tej pory – bo też po prostu nie było takiej potrzeby – nie bilansowaliśmy kontraktów od różnych dostawców, nie rozliczaliśmy pojedynczych odbiorców, bo był jeden dostawca i jeden odbiorca. Powołaliśmy zatem robocze zespoły techniczne, które zajęły się przygotowywaniem zasad prowadzenia ruchu (relacji pomiędzy Krajową Dyspozycją Gazu i poszczególnymi ROP-ami) oraz metodyki zbierania danych pomiarowych, niezbędnych do bilansowania i rozliczania. Na okres przejściowy (do czasu stworzenia odpowiednich struktur w naszej spółce) stworzyliśmy zespół, którego zadaniem będzie ocena pod względem formalnoprawnym, technicznym, handlowym oraz finansowym, każdego wniosku zleciendawcy usługi przesyłowej.

Organizujemy spotkania, seminaria, szkolenia. Uczymy się. Nie chciałbym jednak, aby powstało wrażenie, że jesteśmy zupełnymi nowicjuszami. Powiedziałby tak: mamy dobre rozpoznanie materii, ale teraz posłuży ono budowaniu innej rzeczywistości.

Opracowany został kodeks eksploatacji sieci. Kodeks sieciowy szczegółowo opisuje zagadnienia związane z realizacją usługi przesyłowej, z uwzględnieniem zasad i warunków świadczenia usługi oraz zobowiązania stron umowy. Zawiera on między innymi zasady rezerwowania przepustowości, bilansowania strumieni gazu w systemie, wielkości opłat oraz procedury rozliczeń. Kodeks stanowi pewnego rodzaju regulamin w zakresie świadczenia i korzystania z usługi przesyłowej. Ustalenia zawarte w kodeksie są obowiązujące zarówno dla Operatora Sieci Przesyłowej, jak i wszystkich podmiotów zaangażowanych w usługę przesyłową. Podpisanie umowy na świadczenie usługi przesyłowej jest równoznaczne z akceptacją treści kodeksu. Kodeks eksploatacji sieci uzupełniają między innymi:

- zasady współpracy służb dyspozytorskich operatora systemu przesyłowego i zleciendawcy usługi przesyłowej;
- szczegółowe instrukcje eksploatacyjne obiektów i urządzeń z uwzględnieniem zasad bezpieczeństwa;





– procedury organizacyjne, techniczne i handlowe, łącznie z wzorami dokumentów w zakresie przyłączania sieci.

Rzecz jasna, kodeks nie jest wyrazem wyłącznie naszych życzeń, nad jego bezstronnością i ostatecznym kształtem czuwa URE.

Odpowiednio do przewidywanych zadań dopasowujemy strukturę spółki. Będą w niej cztery departamenty:

- techniczny – odpowiedzialny za stan techniczny sieci, bieżącą eksploatację, remonty, pomiary, inwestycje;
- dyspozycji gazem – jego zadaniem będzie zarządzanie siecią, prowadzenie ruchu, określanie optymalnych – z punktu widzenia wymogów bilansowania, kosztów przesyłu i efektywności ekonomicznej – parametrów przepływu gazu w różnych punktach sieci;
- usług przesyłowych – tu zawierane będą umowy, tu też będzie można stwierdzić, ile gazu przesłano, skąd i dokąd, czyj to gaz i ile to będzie kosztowało;
- finansowy – odpowiedzialny za całościowy kształt spraw finansowych spółki.

Struktura ta umożliwi firmie efektywne funkcjonowanie na konkurencyjnym rynku gazu.

Mając na uwadze, że kodeks eksploatacji sieci jest rozwiązaniem nowym, rozpoczynamy kampanię informacyjną zapoznającą z nim naszych przyszłych klientów. Na spotkaniach będziemy wyczerpująco mówić na temat: co to znaczy dostęp do sieci na zasadach TPA, procedur, jakie muszą być spełnione, aby zamówić usługę przesyłową oraz okoliczności, w jakich świadczeniach tej usługi można odmówić. Nie można bowiem zapominać, że w pewnych warunkach operator nie będzie w stanie zrealizować zlecenia na przesył. Przyczyną może być na przykład brak przepustowości w sieci czy konieczność zrealizowania wyższe-

go w hierarchii ważności kontraktu długoterminowego *take or pay*. Trzeba też mieć na względzie ograniczenia techniczne systemu, wynikające z przyjętych założeń oraz warunków, w jakich był budowany. To – przynajmniej w pierwszym okresie obowiązywania zasady TPA – może być poważnym ograniczeniem możliwości realizacji kontraktów przesyłowych. Trzeba czasu oraz nakładów na inwestycję, aby uelastyczyć ów system, sprawić, by był systemem wielokierunkowym.

Spotykam się niekiedy z pytaniem o szanse powodzenia tego, bezprecedensowego w końcu, przedsięwzięcia. W moim głębokim przekonaniu, już z samej natury rzeczy jest ono skazane na sukces. Operator systemu przesyłowego jest największą arterią, bez której nie można sobie wyobrazić gazowego „krwioobiegu” gospodarki kraju.

W tym miejscu przechodzimy do pytania: skąd będą pochodzić pieniądze na niezbędny rozwój sieci? Na PGNiG-Prześył sp. z o.o. oraz jego właściciela spadnie odpowiedzialność za rozwój systemu, obowiązek sporządzania, po uprzednich analizach rynku, planów rozwoju i projektów inwestycyjnych. Ale przecież stuprocentowym właścicielem spółki pozostanie PGNiG SA i to jemu *de facto* przypadnie rola inwestora. My – z racji przyjętego układu własnościowego – możemy być tylko inwestorem zastępczym. Czy jednak mnogość pilnych zadań inwestycyjnych, w obliczu których może stanąć spółka-matka, nie zagraża pominięciem potrzeb rozwojowych operatora systemu przesyłowego? Moim zdaniem, nie ma takiego zagrożenia. PGNiG SA – jako właściciel sieci – będzie na pewno bardzo zainteresowany jej rozbudową. ■

Autor jest prezesem zarządu PGNiG-Prześył sp. z o.o.

Znamienny 1 lipca

dokończenie ze str. 9

cych modernizacji obiektów systemowych. Chodzi zarówno o stan techniczny infrastruktury (co wymusza przecież ustawiczną modernizację), jak i wprowadzenie zmian do jej historycznie ukształtowanej „geografii”. Obecny układ sieci jest przecież wypadkową położenia źródeł zaopatrzenia w gaz oraz zlokalizowania odbiorców. To, co wystarczało krajowi w erze przedunijnej, niekoniecznie sprawdzi się w warunkach wspólnego rynku. Wejście Polski do Unii Europejskiej w istotny sposób zmienia geograficzne uwarunkowania, kładąc nacisk m.in. na rozbudowę połączeń międzysystemowych, wcześniej, w gospodarce zamkniętej od wewnątrz, nie mających szczególnego znaczenia. To też się zmienia – to przecież one ostatecznie otworzą przed naszym operatorem systemu przesyłowego unijny rynek. Choć nie zapominajmy – mamy jednak do czynienia z układem naczyń połączonych – ruch odbywa się w obie strony.

W Polsce wciąż też nie brak tzw. białych plam. Fachowcy, również w PGNiG SA łatwo wskażą na mapie Polski konkretne tereny, na których gazyfikacja jest na tyle atrakcyjna (możliwa jest nawet ponadstandardowa zwrotność kapitału), że o inwestycje aż się prosi. Także operatorowi systemu przesyłowego nie zabraknie więc obowiązków inwestycyjnych. Każdorazowo zakres inwestycji podlegać jednak będzie wszechstronnym analizom efektywności ekonomicznej. Każdorazowo też spółka-matka, PGNiG SA, będzie zatwierdzała limit wydatków, jakie spółka-córka będzie mogła ponosić, zgodnie z przygotowanym planem, na przedsięwzięcia inwestycyjne i modernizacje. Trzeba mieć nadzieję, że matczyzna troska o córkę będzie stałym uczuciem i nie ograniczy się li tylko do okresu niemowlęctwa. ■

Krzysztof Fronczak

Robimy rynek

rozmowa z **Leszkiem Juchniewiczem**
prezesem Urzędu Regulacji Energetyki



Zgodnie z dyrektywą 55/2003/WE (zwaną też Nową Dyrektywą Gazową, NDG), z początkiem lipca br. podejmuje działalność PGNiG – Przesył Sp. z o.o. – spółka, która pełnić będzie funkcję operatora systemu przesyłowego dla gazu ziemnego. Jakie znaczenie ma jej utworzenie dla rynku gazu w Polsce?

Bez wydzielenia operatora systemu przesyłowego, a następnie systemów dystrybucyjnych, nie można sobie wyobrazić budowy konkurencyjnego rynku gazu. Mówiąc najkrócej, chodzi o to, aby ten, kto świadczy usługi przesyłu gazu na rzecz podmiotów uprawnionych do korzystania z zasady swobodnego dostępu strony trzeciej (TPA), nie był jednocześnie zaangażowany w dostawy tego surowca.

Jak dowodzą przykłady z krajów zachodnich, przedsiębiorstwa sieciowe, łączące wcześniej obie funkcje – przesyłu i dostawy – z tej pierwszej rezygnują niechętnie...

I trudno się dziwić. Z analiz wynika, że w łącznych przychodach przedsiębiorstw sieciowych około połowy pochodzi z działalności transportowej (przesyłowej), a druga połowa z dostawy (obrotu). Kto przy zdrowych zmysłach chętnie zrzeknie się wyłączności dostaw i związanych z tym wpływów? Ale jeśli chcemy mieć konkurencyjny rynek, to pewne obszary działalności w sektorze gazowym trzeba wyraźnie rozdzielić.

Jakim wymaganiom powinien odpowiadać operator systemu przesyłowego?

Są one jednoznacznie sformułowane w dyrektywie. Najkrócej rzecz ujmując, powinien być tak skonfigurowany, aby swoją misję spełniał w sposób samo-

dzielny i niezależny, a przy tym transparentny dla podmiotów korzystających z jego usług.

Jakie zatem warunki powinny być spełnione, aby tak rzeczywiście było?

W moim przekonaniu, operator powinien dysponować odpowiednim majątkiem, uprawniającym do podejmowania suwerennych decyzji gospodarczych. Ale – jak dowodzą niektórzy – majątek niekoniecznie musi być warunkiem *sine qua non* owej suwerenności.

Teoria prezentuje dwa modele operatora systemu przesyłowego. Pierwszy to *Transmission System Operator*, wyposażony w majątek. Drugi – *Independent System Operator* – operator niezależny, który własnego majątku nie ma i korzysta np. z dzierżawy majątku obcego.

Czy są to rozwiązania wzajemnie się wykluczające?

NDG ani nie wyklucza rodzaju, ani nie ogranicza liczby operatorów systemu przesyłowego na rynku. Można zatem wyobrazić sobie obecność kilku operatorów. Zwłaszcza w systemach dystrybucyjnych wydaje się to naturalne.

Niektórzy twierdzą, że spółka PGNiG – Przesył sp. z o.o. będzie szczególnym modelem, bowiem jej majątek zostanie wprawdzie wydzielony – na zasadzie użyczenia – ze zintegrowanego pionowo przedsiębiorstwa sieciowego (PGNiG SA), ale i tak pozostanie ona w stu procentach pod kontrolą „centrali”.

To nie narusza ani litery, ani ducha dyrektywy – model przyjęty przez PGNiG SA jest całkowicie z nimi w zgodzie.

Zalecając wyodrębnienie operatora systemu przesyłowego, dyrektywa nie wkracza w sferę własności. Można to

uznać za przejaw tolerancji dla zastanego kształtu rynków gazowych w krajach UE, a może nawet ukłon Komisji Europejskiej wobec pionowo zintegrowanych monopolii w zachodniej Europie.

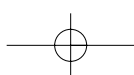
Wydzielenie operatora, równoznaczne ze zmianą własności, byłoby zbyt radykalnym postulatem, trzęsieniem ziemi. Komisja Europejska, oceniając stan sektora gazowego, widzi, że dominują na nim struktury pionowo zintegrowane i nie ma tu miejsca na rozwiązania siłowe, naruszające jeden z fundamentów UE – prawo własności.

Istotne jest, by ów wyodrębniony operator systemu przesyłowego, nawet jeśli pozostaje w obrębie tej samej własności, tj. w obrębie struktury pionowo zintegrowanej (koncernu), dysponował niezależnością decyzyjną.

Polski prawodawca również nie posuwa się do naruszania prawa własności. Zgodnie bowiem z prawem energetycznym, operator systemu przesyłowego musi mieć „realne prawa podejmowania decyzji, niezależne od zintegrowanego przedsiębiorstwa, dotyczące aktywów koniecznych do eksploatacji, przeprowadzania konserwacji i remontów albo rozbudowy sieci”. Ale zaraz potem czytamy w tejże ustawie: „nie powinno to stanowić przeszkody w funkcjonowaniu właściwych mechanizmów koordynacyjnych dla ochrony praw przedsiębiorstwa macierzystego dla nadzoru ekonomicznego i zarządzania, dotyczących zwrotu z aktywów”.

Pogodzenie obu przesłanek może okazać się skomplikowane...

Zdania w kwestii, jak to uczynić są podzielone. Mój punkt widzenia jest taki, że choć jestem w stanie wyobrazić sobie operatora bez własnego majątku sieciowego (model ISO), to brak własności może stać się przyczyną kolizji.



Na przykład?

Choćby, czyj gaz (a w elektroenergetyce – czyją energię) „przepchnąć” z punktu A do B w pierwszej kolejności? Należący do macierzystej firmy czy „obcy”? Mam jednak nadzieję, że pozycję operatora uda się tak skonfigurować, aby był to dylemat czysto teoretyczny.

Rzecz jasna, można sporządzić idealny wizerunek operatora systemu przesyłowego. Ale w praktyce trzeba liczyć się z ograniczeniami, takimi jak choćby to, że w 2000 r. PGNiG SA wyemitowało obligacje, toteż wszelkie „operacje” wykonywane na organizmie tej firmy, a więc również wydzielenie z niej spółki przesyłowej, wymagają przyzwolenia posiadaczy owych papierów dłużnych.

Zespół Rynku Energii i Rynku Gazu Ziemi ustalił pewne sekwencje działań zmierzających do wydzielenia z PGNiG SA operatora wyposażonego w składniki majątkowe systemu przesyłowego oraz składniki finansowe i instytucjonalne, umożliwiające mu podjęcie starań o uzyskanie wszystkich wymaganych prawem koncesji. Kolejny krok to poinformowanie obligatariuszy i innych wierzycieli, jakie skutki będzie miało dla nich wydzielenie przesyłu, przedstawienie związanych z tym oczekiwań rządu (bowiem PGNiG SA w sferze zaopatrzenia kraju w gaz realizuje politykę rządową), wskazanie, co PGNiG SA ma uczynić i w jakim terminie, z odwołaniem się do postanowień dyrektywy.

Trzeba też uwzględnić aspekt prywatyzacyjny – jak wiadomo, w przyszłości PGNiG SA podlegać ma przekształceniom własnościowym. Jeśli więc decydujemy się wydzielić jakiś fragment z tego przesądającego dziś o kształcie całej branży przedsiębiorstwa, to trzeba skalkulować również, iż znajdzie to kiedyś wyraz w jego wycenie. Mam nadzieję, że obligatariusze i kredytodawcy przyjmą przedstawiony im scenariusz ze zrozumieniem i przystaną na użyczenie (a potem trwałe przeniesienie) majątku PGNiG SA na rzecz nowo powołanej spółki.

Pieczę nad harmonogramem przekazywania majątku do spółki Zespół Rynku Energii i Rynku Gazu Ziemi przekazał ministrowi skarbu państwa. Ustalono również, że dokumentom korporacyjnym PGNiG SA oraz operatora systemu przesyłowego nadany zostanie kształt umożliwiający ministrowi właściwemu do spraw gospodarki realizację polityki energetycznej państwa, zwłaszcza za-

pewnienia bezpieczeństwa energetycznego i zachowanie – w niezbędnym zakresie – kontroli nad operatorem. Kontrola ta, z jednej strony służyć ma ochronie własności skarbu państwa, z drugiej zaś – funkcjonalnym rozwiązaniom konkurencyjnego rynku gazu. W tej drugiej sferze znaczące zadania przypadną prezesowi URE.

Z formalnego punktu widzenia dyrektywy nie stanowią prawa, są zbiorem wymagań i zaleceń dla krajów UE. Powinny one znaleźć odzwierciedlenie w prawie krajowym. Wiadomo, że wdrożenie wymagań NDG w Polsce będzie wymagało zmian w naszym prawie energetycznym. Stąd pytanie: może najpierw wypadałoby zmodyfikować prawo, a dopiero potem powoływać do życia operatora?

Nowelizacja prawa energetycznego, dokonana w ubiegłym roku, miała na celu m.in. pełną identyfikację funkcji operatorów systemu przesyłowego w sektorach elektroenergetycznym i gazowym. Nasza ustawa wyraźnie przedstawia ich obowiązki, daje wskazówki, jak powinni działać, jak zarządzać sieciami. Nadzór nad przestrzeganiem tego prawa sprawuje prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

Jest faktem, że przyjęte w obowiązującej ustawie rozwiązania są nie w pełni adekwatne do wymogów dyrektywy i niezbędna jest następna nowelizacja, ale będzie ona dotyczyła nie tyle fundamentów prawa, co zagadnień uzupełniających. Mówiąc inaczej, nie ma żadnych przeciwwskazań czy przeszkód prawnych, każących czekać z powołaniem operatora do zmian w ustawie. Pamiętajmy też, że NDG jednoznacznie ustala termin wydzielenia spółki operatorskiej.

Co stanie się, jeśli operator systemu przesyłowego nie spełniał wszystkich przewidzianych ustawą funkcji?

Prezes URE dysponuje stosownymi sankcjami. Ale przecież trudno oczekiwać, że od 1 lipca br. operator natychmiast, precyzyjnie i co do joty będzie się wywiązywał z przewidzianych obowiązków. Podobnie jak tworzenie rynku nie jest cudownym aktem jednorazowym, tak wypracowanie zasad funkcjonowania operatora jest procesem wymagają-

cym czasu. Dopiero na pewnym etapie działań wszystkich uczestników tego procesu: operatora, przedsiębiorstw energetycznych, ich klientów i organów rządowych, dojdziemy do stanu zgodnego z pożądanym modelem przewidzianym w dyrektywie. Sankcje, owszem, są. Ale sięgać po nie trzeba naprawdę w ostateczności.

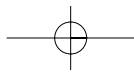
Wróciłbym w tym miejscu do pytania: co najpierw – wydzielenie operatora czy zmiany w prawie energetycznym?

Wydaje się, że problem nie jest najtrafniej sformułowany. Moim zdaniem, dyrektywa, zwłaszcza jej preambuła tłumacząca przesłanki całego przedsięwzięcia, prezentuje inne podejście niż przyjęte w naszej krajowej praktyce legislacyjnej. W Polsce przyjęł się zwyczaj, iż na końcu projektu ustawy zamieszcza się jej uzasadnienie. Potem parlament uchwała ustawę, ale uzasadnienie znika z gotowego aktu prawnego. Innymi słowy, mamy do czynienia wyłącznie z literą prawa – jego duch bywa potem przedmiotem domniemań i interpretacji. A przecież, jak dowodzą zwłaszcza lata transformacji w Polsce, prawo jest instrumentem w konkretnych rękach. Ile mamy świetnych aktów prawnych, naginanych pod doraźne polityczne potrzeby lub wręcz martwych, pozbawionych mocy sprawczej i jak daleko potrafi zająć erozja nawet najszczytniejszych celów?

W dyrektywach znajdujemy zapisaną filozofię: „robimy rynek konkurencyjny, to jest naszym programem i w związku z tym posłużymy się takimi to normami”. W naszym prawie na próżno by szukać podobnej filozofii, można znaleźć tylko sam mechanizm. A zatem nie podzielam obiekcji, że najpierw trzeba by nowelizować prawo energetyczne (zwłaszcza że zmiany nie są zasadnicze), a dopiero potem zabierać się za tworzenie zrębów rynku gazowego, czego przejawem jest właśnie wydzielenie operatora systemu przesyłowego. Nasz program jest znany już od dawna: „robimy rynek”. Zmiany w przepisach są tylko jednym z narzędzi temu służących. Nie ma co zwlekać, co oczywiście nie znaczy, że nowelę można spokojnie odłożyć na później.

Dziękuję za rozmowę

Rozmawiał
Krzysztof Fronczak



Prognoza dla Polski

Roman Ney

Wiele wskazuje na to, że bardziej dynamicznego zużycia gazu ziemnego należy spodziewać się w sektorze przemysłowym i komunalno-bytowym, ale ceny gazu muszą być konkurencyjne w stosunku do cen węgla.

Obecnie z kilku względów trudno jest odpowiedzieć na pytanie, ile potrzebujemy gazu. Założenia polityki energetycznej państwa opracowane przez Ministerstwo Gospodarki w 2000 r. i przyjęte przez Radę Ministrów zdezaktualizowały się, szczególnie w odniesieniu do przedstawionej w nich prognozy zużycia energii pierwotnej do 2020 r.

W kwietniu 2002 r. resort opracował ocenę realizacji i korektę założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r., której integralną częścią jest krótkoterminowa prognoza rozwoju sektora energetycznego kraju, ale tylko do 2005 roku. Brak jest zatem aktualnej prognozy zużycia energii pierwotnej na lata 2003-2030, która uwzględniała potencjał oszczędności energii, ponieważ stale jeszcze jest on w dużym stopniu nie wykorzystany.

W 2001 roku energochłonność liczona na pozyskanie 1000 USD PKB wynosiła w Polsce 0,235 tony energii wyrażonej w ekwiwalencie ropy naftowej, podczas gdy w Niemczech 0,155 toe, we Francji 0,165 toe i w Anglii 0,143 toe. Świadczy to o wciąż znacznych rezerwach energii, którymi dysponujemy, a które obecnie są marnotrawione.

Światowa sytuacja energetyczna i warunki krajowe są zmienne. Stąd prognozy energetyczne powinny być ciągle korygowane. Tak czynią rozwinięte kraje świata, natomiast w Polsce nie prowadzi się takich prac.

Stale jeszcze jest niepewne tempo rozwoju kraju po wejściu do Unii Europejskiej, ale przy niekorzystnej światowej sytuacji energetycznej determinowanej wysokimi cenami ropy naftowej, spowodowanymi konfliktami politycznymi i wojenami na Bliskim Wschodzie. Teoretycznie Polska powinna wejść na ścieżkę szybkiego rozwoju co najmniej 5-6 proc. rocznie, co już zostało zapoczątkowane w 2003 roku, a wejście do Unii Europejskiej powinno sprzyjać temu rozwojowi.

Ostatnio pojawiły się naciski na Polskę w kierunku podniesienia podatków jako ich unifikacje w krajach UE. Można spodziewać się też nacisków na nasz kraj w kierunku podjęcia szerokich inwestycji proekologicznych, służących usuwaniu zanieczyszczeń w ochronie środowiska, co mimo spodziewanego pozyskania z UE środków pomocowych będzie wymagało wielomiliardowych nakładów ze strony Polski. To może osłabić konkurencyjność naszej gospodarki i spowolnić rozwój.

Należy przypuszczać, że ceny poszczególnych nośników energii, a zwłaszcza ropy naftowej, będą ulegały ciągłym zmianom z tendencją do wzrostu. Spowoduje to, że mniej zamożna, znaczna część polskiego społeczeństwa będzie się orientowała na tańsze nośniki energii, chociaż o gorszym komforcie użytkowania i o większej emisyjności, to znaczy na węgiel kamienny. Szczególnie jeżeli chodzi o ogrzewanie budynków.

Dla użytkownika gazu ziemnego sprzyjającymi okolicznościami jest zarówno szybki wzrost zamożności społeczeństwa, jak i przystępne ceny gazu. Obydwa te warunki nie będą szybko spełnione. Dlatego rynek w najbliższej perspektywie nie wykaże znacznego popytu na gaz ziemny.

Zużycie gazu ziemnego w mld m³, według prognozy zużycia energii pierwotnej z 2000 roku, ilustruje tabela.

Zgodnie z tą prognozą, w 2005 roku zużycie gazu powinno wynieść od 15,7 do 17,9 mld m³. W 2003 roku w kraju zużyto 12,8 mld m³ gazu. W krótkoterminowej prognozie rozwoju sektora energetycznego do 2005 roku przewidziano zużycie gazu w tymże roku w granicach od 12,74 mld m³ do 13,72 mld m³, w zależności od przyjętego wariantu rozwoju.

Scenariusz	Średnioroczny wzrost	Lata		Udział w strukturze energii pierwotnej w %
		2010 mld m ³	2020 mld m ³	
Przetrwania	2,3	19,7	26,0	19,0
Odniesienie	4,0	22,0	29,3	20,7
Postępu – plus	5,5	18,4	27,6	18,6

Istniejące moce w elektroenergetyce, także te modernizowane, będą orientowały się na paliwo węglowe. Większy przyrost nowych mocy w elektroenergetyce przewidziany jest dopiero po 2015 roku i jego część powinna opierać się na gazie ziemnym. Natomiast po 2010 r., jeżeli utrzyma się średnioroczny wzrost na poziomie około 6 proc., znacznie wyraźnie wzrastać popyt na gaz w sektorze indywidualnych odbiorców, głównie do ogrzewania domów.

Istnieją różnice pomiędzy programami energetyki zawodowej oraz programem PGNiG, odnoszące się do zapotrzebowania na gaz w poszczególnych okresach. PGNiG SA spodziewa się zwiększenia zapotrzebowania na gaz w energetyce i ciepłownictwie.

Ewentualnej, bardziej dynamicznej ekspansji gazu ziemnego należy spodziewać się w sektorze przemysłowym i komunalno-bytowym, to znaczy tam, gdzie odbiór węgla będzie mały. Zjawisko wzrostu zużycia gazu w przemyśle wystąpiło



już w 2000 roku. Aby trend ten utrzymywał się, ceny gazu muszą być konkurencyjne w stosunku do cen węgla. A dokładniej – cena gazu w stosunku do niższej ceny węgla powinna być taka, żeby sprawność, komfort wykorzystania gazu dla celów grzewczych oraz wymogi ochrony środowiska naturalnego rekompensowały różnicę ceny obydwu nośników energii.

Obliczenia zapotrzebowania na gaz w perspektywie 2010 roku wskazują na około 15-17 mld m³, zaś w roku 2020 na około 20-23 mld m³ rocznie. Będzie to zależało od wielu czynników wewnętrznych i zewnętrznych, a szczególnie od paliwowej sytuacji światowej, która nie rysuje się optymistycznie.

Tak więc, wzrost zapotrzebowania na gaz jest uzależniony od PKB, populacji ludności, emisji zanieczyszczeń, a w warunkach polskich również od jego wykorzystania przede wszystkim w elektroenergetyce i ciepłownictwie, oraz od ceny gazu w stosunku do ceny węgla, znacznie bardziej korzystnej dla sektora komunalno-bytowego. Obraz polskiej energetyki aż do 2020 r., czyli w rozsądnej, jeszcze możliwej do zaakceptowania perspektywie, implikuje następujące konstatacje:

- energetyka zawodowa nadal będzie wykorzystywała węgiel jako podstawowy surowiec energetyczny. W okresie nadchodzącego 30-lecia zużycie węgla kamiennego w kraju zostanie obniżone o ok. 5-20 proc. w stosunku do poziomu z 2000 roku, natomiast węgla brunatnego o ok. 1-3 proc. (w zależności od scenariusza zapotrzebowania na energię pierwotną w Polsce do roku 2030);

- gaz ziemny będzie wprowadzany do energetyki w bardzo umiarkowanym tempie i jego udział w wytwarzaniu energii elektrycznej w 2030 r. będzie wynosił ok. 17 proc. Gaz ziemny jako paliwo dla energetyki będzie wykorzystywany w nowo instalowanych jednostkach, opartych na technologiach cykli skojarzonych, w miarę wzrostu popytu na energię elektryczną.

Mamy dopiero pierwsze wprowadzenia gazu do elektrociepłowni, jak np. w Zielonej Górze, Poznaniu, Głogowie, Władysławowie. Możliwy jest w przyszłości import względnie tańszej energii elektrycznej z krajów sąsiednich, a zatem może pojawić się impuls w kierunku obniżenia cen jednostkowych energii elektrycznej na rynku krajowym. Odsunie to jeszcze bardziej moment zdecydowanego wprowadzenia gazu do energetyki zawodowej. ■

Autor jest dyrektorem Instytutu Surowców Mineralnych i Energii PAN.

AAG Aktywny Alarm Gazowy™

CENTRALKA EXter 4z

DETEKTORY EExd IIC T6 | EExd IIB T6

Z/WÓR ODCINAJĄCY

TWOJE BEZPIECZEŃSTWO

PRZEDSIĘBIORSTWO WDROŻENIOWE

PRO-SERVICE Sp. z o.o.

31-587 Kraków, Ul. Ciepłownicza 22, tel.: (012) 643 09 34, tel./fax: (012) 425 90 90, tel./fax: (012) 644 55 89

DETEKTORY I SYSTEMY MONITORINGU GAZÓW

www.alarmgaz.com.pl
bluro@pro-service.com.pl

Gazowe układy trójgeneracyjne

Jacek Kalina

Od wejścia w życie w 1997 r. ustawy „Prawo energetyczne” do chwili obecnej krajowy system paliwowo-energetyczny przeszedł istotną transformację organizacyjną.

Obecnie można stwierdzić, że coraz większe znaczenie zaczynają tu mieć mechanizmy rynkowe i rosnąca konkurencja między przedsiębiorstwami energetycznymi.

Wiele firm, dywersyfikując ofertę swoich produktów i usług, rozpoczyna działalność na nowych rynkach, które do tej pory były dla nich niedostępne. Sytuacja taka niejednokrotnie stwarza konieczność poszukiwań nowych rozwiązań technologicznych, które pozwolą na spełnienie wymagań odbiorców końcowych, przy zapewnieniu wysokiej efektywności energetycznej oraz ekonomicznej przedsięwzięć inwestycyjnych.

Przykładem technologii cieszącej się obecnie szerokim zainteresowaniem jest kogeneracja i trójgeneracja gazowa, czyli inaczej – skojarzona produkcja różnych postaci energii użytecznej. Coraz częściej technologia ta jest stosowana na małą skalę w pojedynczych obiektach, wypierając tym samym klasyczny i jednocześnie najczęściej obecnie stosowany sposób zaopatrzenia odbiorców w nośniki energii – gospodarkę rozdzieloną. Schematycznie ideę gospodarki skojarzonej (wraz ze stosowaną coraz częściej nomenklaturą) przedstawiono na rysunku 1 (a i b).

Podstawowym elementem procesu w gospodarce rozdzielonej jest silnik cieplny (obecnie również ogniwo pali-

wowe). Zgodnie z II zasadą termodynamiki, nie jest możliwe skonstruowanie silnika cieplnego, który pozostawałby w kontakcie tylko z jednym źródłem ciepła (energii napędowej). Innymi słowy, wyprowadzanie ciepła z obiegu silnika cieplnego jest procesem nie do uniknięcia. Mając to na uwadze, wszędzie tam, gdzie jest to możliwe należy stosować skojarzoną produkcję energii elektrycznej, ciepła i/lub chłodu. Najbardziej korzystne są układy, gdzie energia elektryczna jest produkowana przez czynnik o jak najwyższej temperaturze (i wartości termodynamicznej). Po wykonaniu pracy czynnik o obniżonej temperaturze (mniej wartościowy) służy do wytwarzania ciepła grzejącego i/lub chłodu, schładzając się przy tym do temperatury możliwie najbliższej temperaturze otoczenia.

Biorąc pod uwagę możliwości adresowania oferty rozwiązania technologicznego pojedynczemu odbiorcy (użytkownikowi nośników energii) należy stwierdzić, że najbardziej odpowiednie są w tym obszarze technologie zasilane paliwami gazowymi. Obecnie do podstawowych układów skojarzonych, wykorzystujących paliwa gazowe, można zaliczyć:

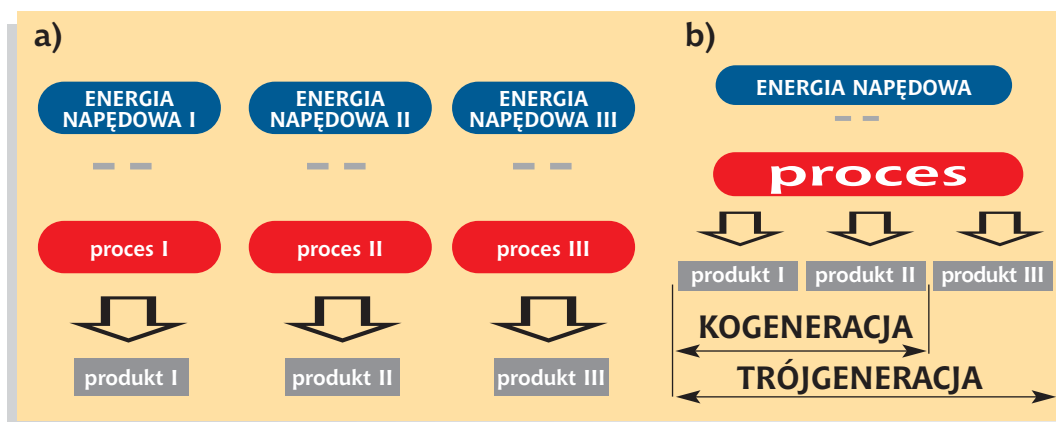
- u proste układy z tłokowymi silnikami spalinowymi;
- u proste układy z turbinami i mikroturbinami gazowymi;
- u układy zintegrowane ze zgazowaniem węgla, biomasy itp., gdzie gaz ziemny może stanowić paliwo dodatkowe do mieszania z gazem procesowym;
- u układy z ogniwami paliwowymi;
- u układy z silnikami Stirlinga;
- u układy kombinowane gazowo-parowe;
- u elektrociepłownie gazowo-parowe dwupaliwowe (np. węglowo-gazowe), powstałe najczęściej poprzez modernizację elektrociepłowni węglowych parowych w wyniku ich nadbudowy turbiną gazową;
- u elektrociepłownie dwupaliwowe zintegrowane jedynie po stronie hydraulicznej, powstałe najczęściej w wyniku nadbudowy ciepłowni węglowych modułami gazowymi.

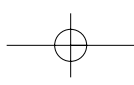
Wszędzie tam, gdzie występuje równoczesne zapotrzebowanie na energię elektryczną, ciepło i zimno możliwa jest instalacja układu kogeneracyjnego, zintegrowanego z urządzeniem chłodniczym. Sytuacja taka występuje w wielu

procesach przemysłowych (najczęściej w przemyśle spożywczym i chemicznym), a także w budynkach, gdzie nośniki ciepła i zimna wymagane są do ogrzewania i klimatyzacji. Schemat złożonego układu trójgeneracyjnego przedstawiono na rysunku 2.

Najczęściej w układach trójgeneracyjnych wykorzy-

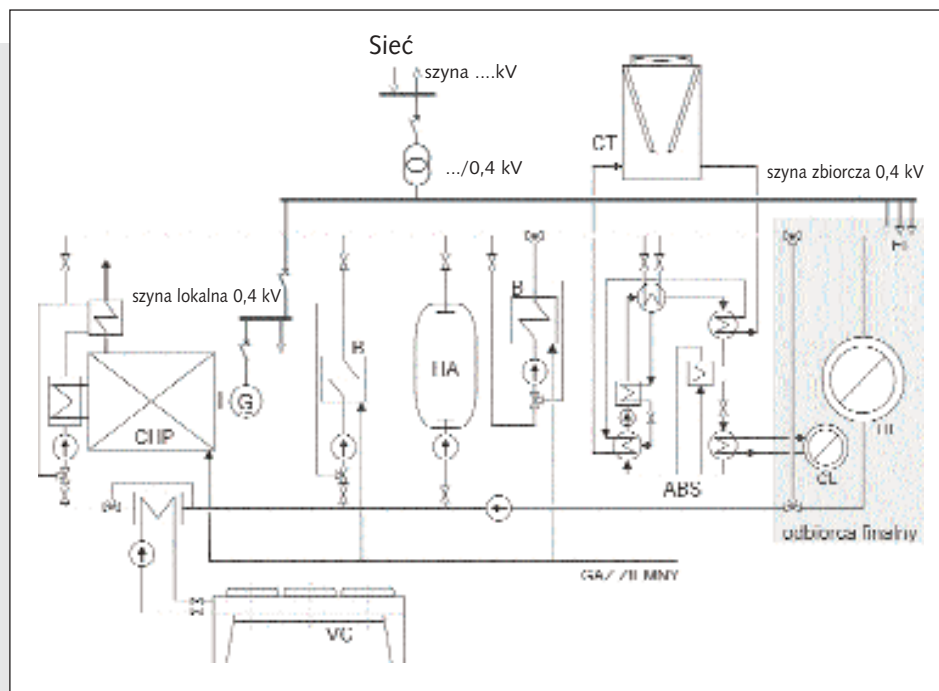
Rys. 1. Gospodarka rozdzielona (a) a gospodarka skojarzona (b)



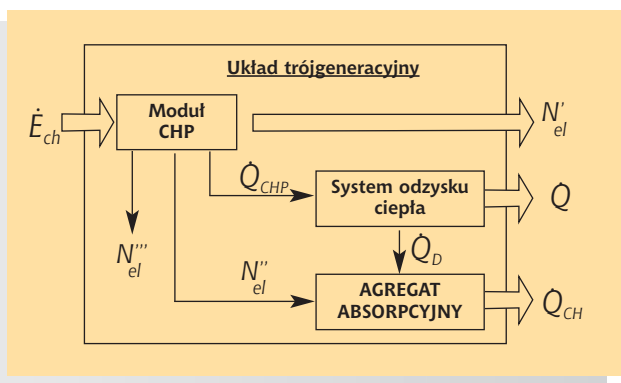


Rys. 2. Złożony układ trójgeneracyjny (CHP – moduł z silnikiem tłokowym, B – kocioł gazowy, HA – zasobnik gorącej wody, ABS – chłodziarka absorpcyjna, VC – chłodnica wentylatorowa, CT – wieża chłodnicza, HL – odbiór ciepła, CL – odbiór chłodu, EL – odbiór energii elektrycznej)

stywane są zasilane ciepłem chłodziarki absorpcyjne. Dają one możliwość bardzo efektywnego wykorzystania ciepła odpadowego z procesu wytwarzania energii elektrycznej (np. w sezonie grzewczym do produkcji ciepła, a w sezonie letnim do celów klimatyzacyjnych). W praktyce wykorzystywane są dwa rodzaje chłodziarek absorpcyjnych: bromolitowe (LiBr/H₂O) oraz amoniakalne (H₂O/NH₃). Zastosowanie pierwszych jest ograniczone do wytwarzania czynnika chłodniczego o temperaturze na min. poziomie ok. 5°C. Typowo znajdują one zastosowanie w układach klimatyzacji. Ziębiarki amoniakalne znajdują zastosowanie głównie w układach przemysłowych, w których wymagane są temperatury wytwarzanego czynnika poniżej 0°C. Przy zastosowaniu ziębiarek amoniakalnych możliwe jest głębokie mrożenie do temperatury nawet -60°C.



Rys. 3. Uproszczony schemat układu trójgeneracyjnego (\dot{E}_{ch} – strumień energii chemicznej paliwa, N_{el} – produkcja energii elektrycznej netto, N_{el}'' , N_{el}''' – zużycie energii elektrycznej przez ziębiarkę absorpcyjną i jej urządzenia pomocnicze, zużycie na potrzeby własne inne, Q_{CHP} – całkowite ciepło wytworzone w układzie skojarzonym, Q_D – ciepło do napędu ziębiarki absorpcyjnej, Q_{CH} – moc chłodnicza, Q – produkcja ciepła netto)



Z technicznego punktu widzenia można wyróżnić układy, w których ciepło i zimno wytwarzane są równocześnie oraz układy o przemiennym wytwarzaniu ciepła lub zimna. Dla analizy ogólnego przypadku przyjęto wytwarzanie równoczesne w układzie pokazanym schematycznie na rysunku 3.

Do opisu przedstawionego na rysunku 3 układu trójgeneracyjnego, wykorzystać można następujące wskaźniki:

– wskaźnik wykorzystania energii chemicznej paliwa w układzie trójgeneracyjnym:

$$EUF_T = \frac{N_{el}' + Q_{CH} + Q}{\dot{E}_{ch}} \quad (1)$$

– wskaźnik zużycia energii elektrycznej w układzie:

$$\delta = \frac{N_{el}'' + N_{el}'''}{N_{CHP}} \quad (2)$$

– wskaźnik zużycia ciepła do napędu ziębiarki absorpcyjnej:

$$\alpha = \frac{Q_D}{Q_{CHP}} \quad (3)$$

– wskaźnik zużycia energii elektrycznej w ziębiarce absorpcyjnej:

$$\omega = \frac{N_{el}''}{Q_D} \quad (4)$$

Wskaźnik α przyjmuje wartości z przedziału (0,1), wskaźnik ω przyjmuje wartości 0,005-0,02. Wskaźnik δ może przyjmować wartości 0,02-0,05. Ponadto należy uwzględnić cechy charakterystyczne poszczególnych urządzeń zastosowanych w układzie. Należą do nich głównie sprawność energetyczna silnika czy turbiny η_{CHP} , wskaźnik skojarzenia σ oraz współczynnik efektywności chłodniczej ziębiarki absorpcyjnej ε_a .

$$\eta_{CHP} = \frac{N_{CHP}}{\dot{E}_{ch}}; \quad \sigma = \frac{N_{CHP}}{Q_{CHP}}; \quad \varepsilon_a = \frac{Q_{CH}}{Q_D + N_{el}''} \quad (5)$$

Wykorzystując wzory od (1) do (5), po wykonaniu przekształceń uzyskać można zależności określające moc elektryczną, cieplną i chłodniczą netto układu trójgeneracyjnego:

– chwilowa moc elektryczna układu netto:

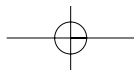
$$h_{CHP} = \frac{N_{CHP}}{\dot{E}_{ch}}; \quad s = \frac{N_{CHP}}{Q_{CHP}}; \quad e_a = \frac{Q_{CH}}{Q_D + N_{el}''} \quad (6)$$

– chwilowa moc cieplna układu:

$$Q = N_{CHP} \frac{1-\alpha}{\sigma} \quad (7)$$

– chwilowa moc chłodnicza układu:

$$Q_{CH} = N_{CHP} \frac{\varepsilon_a \alpha (1+\omega)}{\sigma} \quad (8)$$



oraz ostatecznie do relacji na wskaźnik wykorzystania energii chemicznej w układzie trójgeneracyjnym:

$$EUF_T = \eta_{CHP} \left[1 - \delta + \frac{\epsilon_a \alpha (1 - \omega) - \alpha + 1}{\sigma} \right] \quad (9)$$

W odniesieniu do rozdzielonego systemu zaopatrzenia obiektu w ciepło, zimno i energię elektryczną, budowa własnego układu trójgeneracyjnego powinna doprowadzić do obniżenia kosztów dostawy nośników energii do zasilanego obiektu. Powinna być spełniona zależność:

$$\Delta K_E = (K_{E,R}) - (K_{E,T}) > 0 \quad (10)$$

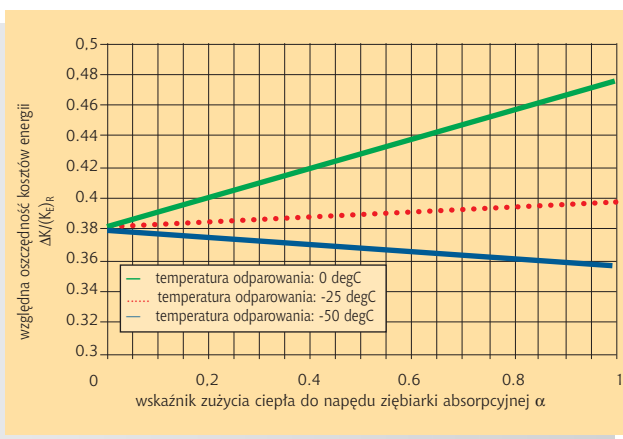
ΔK_E – różnica w kosztach nośników energii w układzie rozdzielonym i trójgeneracyjnym, $(K_{E,R})$ – koszt nośników energii w układzie rozdzielonym, $(K_{E,T})$ – koszt nośników energii przy wytwarzaniu w układzie trójgeneracyjnym.

Wprowadzając jednostkowe ceny nośników energii można wzór (14) doprowadzić do postaci:

$$\Delta K_E = \left(N_{el} + \frac{Q_{CH}}{\epsilon_a} \right) k_{el} + \frac{Q}{\eta_{EK}} k_{fk} - \frac{N_a + Q_{CH} + Q}{EUF_T} k_{FT} \quad (15)$$

gdzie: k_{el} – jednostkowy koszt energii elektrycznej, k_{fk} – jednostkowy koszt paliwa do kotła, k_{FT} – jednostkowy koszt paliwa do układu trójgeneracyjnego, η_{EK} – sprawność energetyczna kotła.

Rys. 4. Względna oszczędność kosztów nośników energii uzyskana dzięki zastosowaniu układu trójgeneracyjnego



Na rysunku 4 pokazano oszczędność kosztów nośników energii dla przykładowego zakładu przemysłowego po zastosowaniu układu trójgeneracyjnego z turbiną GT35 w stosunku do gospodarki rozdzielonej (kocioł węglowy, zakup energii elektrycznej z sieci i chłodziarka sprężarkowa). Przykładowo przyjęto wartości $k_{el} = 250$ PLN/MWh, $k_{fk} = 36$ PLN/MWh (np. węgiel), $k_{FT} = 57$ PLN/MWh (gaz ziemny).

O końcowej efektywności ekonomicznej projektu układu trójgeneracyjnego decyduje również wiele innych czynników. Jednym z najbardziej istotnych jest wysokość wymaganych początkowych nakładów inwestycyjnych. Nie bez znaczenia jest również ustalenie optymalnego trybu pracy układu. Przez tryb pracy rozumie się tu sposób przejmowa-

nia przez poszczególne urządzenia zmiennego w czasie obciążenia cieplnego, chłodniczego i elektrycznego. W ogólnym przypadku można wyróżnić kilka możliwych trybów pracy:

- zorientowany na produkcję energii elektrycznej,
- zorientowany na produkcję ciepła,
- zorientowany na produkcję chłodu,
- ekonomiczny (zapewniający największy zysk),
- inne.

Przykładem technologii cieszącej się obecnie szerokim zainteresowaniem jest kogeneracja i trójgeneracja gazowa, czyli inaczej – skojarzona produkcja różnych postaci energii użytecznej.

Na uwadze należy mieć przy tym, że moc cieplna, chłodnicza oraz elektryczna układu nie mogą zmieniać się w sposób niezależny. Dla zapewnienia wymaganych mocy chwilowych oraz wyrównywania obciążeń często konieczne jest zastosowanie zasobników ciepła, zasobników zimna oraz urządzeń rezerwowo-szczytowych, jak kotły gazowe i chłodziarki sprężarkowe. Zwykle występuje również konieczność współpracy z zewnętrzną siecią elektroenergetyczną.

O podjęciu decyzji o realizacji projektu decyduje zwykle analiza opłacalności inwestycji. Jak wynika z przedstawionych rozważań, w analizie takiej powinno być uwzględnionych wiele czynników technicznych i ekonomicznych. Każdorazowo studium wykonalności projektu ma charakter indywidualny, a podstawowym problemem, jaki należy rozwiązać, jest tu optymalny dobór urządzeń i konfiguracji układu.

Główne kryterium oceny opłacalności projektu można przedstawić w postaci następującej nierówności:

$$\Delta NPV = \left[\sum_{t=1}^N \frac{(CF)_T}{(1+r)^t} - J_{OT} \right] - \left[\sum_{t=1}^N \frac{(CF)_R}{(1+r)^t} - J_{OR} \right] = (J_{OR} - J_{OT}) + \sum_{t=1}^N a_t [(CF)_T - (CF)_R] > 0 \quad (23)$$

gdzie: ΔNPV – wartość bieżąca projektu inwestycji netto w odniesieniu do gospodarki rozdzielonej; $(CF)_T$, $(CF)_R$ – roczne przepływy pieniężne w przypadku układu trójgeneracyjnego i rozdzielonego; J_{OT} , J_{OR} – początkowe nakłady inwestycyjne na układ kogeneracyjny i rozdzielony; r – stopa dyskonta; a_t – współczynnik dyskontujący; t – numer roku obliczeniowego; N – założony czas eksploatacji.

Autor jest adiunktem w Zakładzie Termodynamiki i Energetyki Gazowej Instytutu Techniki Ciepłej Politechniki Śląskiej w Gliwicach. Więcej informacji na temat zagadnień poruszanych w przedstawionym artykule można znaleźć na stronach internetowych <http://www.itc.polsl.pl>

Tekst sponsorowany

Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej, ciepła i chłodu

Agnieszka Buczak, Witold Płatek,

W Polsce konsekwentnie rozwija się rynek energetyki rozproszonej. Trendy te już od wielu lat widoczne są w krajach Unii Europejskiej. Wzrost liczby realizowanych programów związanych z modernizacją lokalnych źródeł ciepła i prądu (opartych na technologii wytwarzania w skojarzeniu energii elektrycznej i ciepła) wynika z energetycznej i proekologicznej polityki państwa, dyrektyw unijnych i większych możliwości wsparcia finansowego gmin przez kapitał unijny. Regulacjami wspierającymi wytwarzanie skojarzonej energii w tym zakresie są m.in.: rozporządzenie MGPIPS z 30 maja 2003 r. w sprawie zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem oraz dyrektywa 2004/8/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 r.

Efektem takich działań jest powracająca idea rozwoju przedsiębiorstw multienergetycznych, tzn. takich, które działają w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną, ciepłem i gazem, powstających na terenie miasta lub gminy i pod ich patronatem. Jedną z nowoczesnych technologii, sprzyjającą rozwojowi energetyki rozproszonej czy też powstawaniu przedsiębiorstw multienergetycznych, są agregaty kogeneracyjne (zbudowane z wykorzystaniem silnika gazowego, połączonego na wspólnym wale z prądnicą synchroniczną, z nadbudowanym układem odbioru ciepła oraz modułem automatyki), wytwarzające w skojarzeniu energię elektryczną, ciepło i chłód z paliw gazowych (np. z gazu wysokometanowego).

Efektywność wytwarzania energii rozproszonej zależy od wielu czynników, tj. zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło, ceny energii elektrycznej, ceny ciepła i gazu, sprawności urządzenia (między innymi sprawności wytwarzania mocy, stopnia skojarzenia), możliwości pracy równoległej z siecią zakładu energetycznego, trybu pracy systemu kogeneracyjnego, kosztów eksploatacyjnych oraz możliwości zbytu produkowanego przez źródło ciepła i chłodu.

Systemy kogeneracyjne mają szerokie zastosowanie jako źródła energii rozproszonej w kotłowniach lokalnych, szpitalach, zakładach produkcyjnych, rolnictwie, obiektach użyteczności publicznej itd. Wykorzystywane są również w aplikacjach z instalacjami klimatyzacyjnymi, w których elementem produkującym ciepło jest agregat kogeneracyjny, natomiast chłodziarka absorpcyjna (*chiller*) razem z wieżą chłodniczą stanowi źródło chłodu (+4°C) wytwarzane dla potrzeb wentylacji.

Stosowanie systemów kogeneracyjnych zapewnia m.in.:

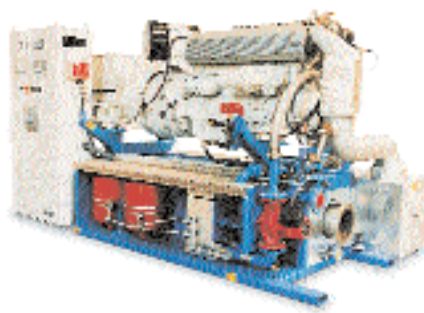
- bezpieczeństwo energetyczne związane ze zróżnicowaniem źródeł energii, poprawą efektywności produkcji energii o blisko 50 proc., racjonalizacją jej zużycia, zmniejszeniem strat przesyłowych;
- redukcję emisji dwutlenku węgla;
- tworzenie nowych miejsc pracy, poprawę warunków życia, zapewnienie równego dostępu do energii mieszkańcom obszarów o zabudowie rozproszonej;
- korzyści wynikające z promocji regionów i podmiotów zaangażowanych w przedsięwzięcie;
- korzyści ekonomiczne i inne.

Autoryzowanym partnerem niemieckiej firmy MDE, specjalizującej się w produkcji silników gazowych oraz agregatów prądotwórczych i kogeneracyjnych od lat 70. jest firma **Centrum Elektroniki Stosowanej CES Sp. z o.o.** (działająca w branży energetycznej na polskim rynku od 13 lat). W ofercie firmy CES znajdują się urządzenia kogeneracyjne o mo-

cy jednostkowej od 150 do 3MW. Działalność firmy CES związana jest z przygotowaniem koncepcji wykorzystania energetycznego paliw gazowych, doborem urządzeń, wykonaniem projektów, dostawami urządzeń, przeprowadzaniem rozruchów i sprawowaniem wieloletniej obsługi serwisowej. Dzięki współpracy MDE z CES w Polsce funkcjonuje sześć jednostek z silnikami gazowymi produkującymi ciepło i prąd z wykorzystaniem biogazu oczyszczalnianego, wysypiskowego oraz gazu ziemnego.

Wysoko wydajna technologia skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, wynosząca ok. 90 proc., gwarantuje wymierne korzyści ekonomiczne na poziomie nawet kilkuset tysięcy złotych oszczędności rocznie. Jest to możliwe, gdy źródło energii jest inteligentnie skonfigurowane, jest wystarczająco elastyczne oraz zapewniony jest dostateczny rynek zbytu w zakresie produkowanego przez źródło ciepła i chłodu.

Efekt ekonomiczny zależy więc od następujących czynników, tj. przebiegu zmienności zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną, ceny pa-



Układ kogeneracyjny wyposażony w panel sterujący wraz ze sterownikiem obiektowym, umożliwiającą synchronizację z siecią.

liwa, ciepła, energii elektrycznej oraz ich wzajemnych relacji, charakterystyki technicznej instalowanych urządzeń, trybu pracy systemu kogeneracyjnego w ciągu roku, kosztów eksploatacyjnych oraz innych czynników.

Przy wyliczeniu poziomu rocznych oszczędności z tytułu użytkowania systemu kogeneracyjnego o mocy elektrycznej 360 kW i 530 kW ciepła można posłużyć się przykładem odbiorcy energii elektrycznej (taryfa B-23) i gazu ziemnego (taryfa W-6), pracującym w trybie dwuzmianowym. Porównując uniknięty koszt zakupionej przez odbiorcę energii z ZE z kosztem energii wyprodukowanej w systemie skojarzonym z gazu ziemnego, otrzymujemy przez 10 lat oszczędność wynoszącą ok. 280 tys. zł rocznie. Biorąc pod uwagę wielkość polskiego sektora i rynku energetycznego, Polska w świetle akcesji do UE mogłaby odegrać istotną rolę w europejskim handlu elektrycznością w przyszłości, pod warunkiem, że polski rząd stworzy odpowiednie uwarunkowania i regulacje prawne. Dziś brak jest jasnych regulacji, co kreuje niestabilność i pogarsza konkurencyjność sektora na unijnym rynku. Polski system energetyczny postrzegany jest przez rynek zachodni jako największy w Europie Centralnej, jednak o ile ilość energii wytworzonej z węgla uważa się za imponującą (a niestety za tym idzie emisja SO₂ i CO₂), to produkcję energii w skojarzeniu z czystych źródeł energii określa się mianem „niewielkiej”. A wykorzystanie właśnie energii czystej, zawartej w gazie wysokometanowym, jest szansą na rozwój i realizację zamierzeń przedsiębiorstw energetycznych i gminnej polityki energetycznej. ■

Mgr inż. Witold Płatek jest prezesem, a mgr inż. Agnieszka Buczak specjalistą ds. sprzedaży w Centrum Elektroniki Stosowanej „CES” Sp. z o.o., ul. Wadowicka 3, 30-347 Kraków, tel. (12) 269 00 11, faks (12) 267 37 28, ces@ces.com.pl

Łowcy nagród

Sławomir Trzaskowski

Firma Gazex od kilkunastu lat zdobywa co najmniej jedną nagrodę rocznie na prestiżowych targach, nie tylko branży gazowniczej. Oferuje skuteczne i ekonomiczne w użyciu detektory i systemy detekcji gazów.

Obecnie firmą zarządza trzech współwłaścicieli. Jeden z nich – **Krzysztof Chmielewski** – reprezentujący przedsiębiorstwo w kontaktach zewnętrznych, na pytanie, w czym tkwi tajemnica sukcesu, odpowiada bez fałszywej skromności: – staramy się być dobrzy.

Firma powstała w 1988 roku i od początku swego istnienia zajmuje się produkcją i propagowaniem idei stosowania zabezpieczeń elektronicznych przed wybuchem i zatruciem gazami. Właściciele przedsiębiorstwa nie rozpraszają się w swojej aktywności. I w tym właśnie, w owej konsekwencji działania, upatrują źródło sukcesu. A jest on faktem: firma ma 80-proc. udział w rynku tego rodzaju urządzeń.

Krzysztof Chmielewski podkreśla, że w wypadku Gazexu zasada dywersyfikacji, a więc rozproszenia ryzyka wskutek rozszerzenia profilu działania, nie sprawdza się na etapie, w którym firma się znajduje. To wcale jednak nie oznacza, że się nie rozwija. Zakładała ją dwóch ludzi. Dziś zatrudnia kilkudziesięciu pracowników i jest na topie w branżowych rankingach. Jednak jest to jeszcze firma zbyt mała, by stać ją było na rozpraszanie energii na kilka kierunków działań. Być może, w przyszłości nastąpi taki etap rozwoju. Prawdopodobnie to poszerzenie profilu działania będzie jednak miało związek z elektroniką, bo to jest dziedzi-

na, w której właściciele przedsiębiorstwa czują się – z racji wykształcenia i zdobytego doświadczenia – najlepiej. Być może taką dziedziną będzie dozоровanie oczyszczalni ścieków nie tylko pod kątem zagrożenia zatruciem czy wybuchem, ale także ich właściwego działania. Z taką ofertą firma wystąpiła na tegorocznych targach WODKAN w Bydgoszczy.

SYSTEM

Ostatnim przebojem na rynku, nagrodzonym zresztą przez komendanta głównego PSP nagrodą Grand Prix na XV Międzynarodowych Targach Środków Ochrony Pracy, Pożarnictwa i Ratownictwa SAWO' 2003 oraz niedawnych Międzynarodowych Targach Przyborów i Urządzeń dla Gazownictwa POL-GAZ-EXPO w Bydgoszczy, jest system detekcji gazu, nadzorowany teleinformatycznie przez GPRS. Jak się okazuje, można do niego podpiąć wiele źródeł informacji, można też za jego pomocą wysłać sygnał zwrotny do różnych urzędzeń. Być może, znajdują się chętni inwestorzy, którzy będą zainteresowani zastąpieniem kosztownych dyżurów służb dozorujących urządzenia takim właśnie automatycznym systemem.

W systemie funkcjonują dwa detektory gazu, czujka przeciwpożarowa i czujka przeciwwłamaniowa. Sygnał z tych urządzeń wysyłany jest do centrali, następnie poprzez telefonię komórkową do serwera, który powiadamia osoby dyżurujące, w zależności od rodzaju wybranego alarmu. Dyżurujący po odebraniu informacji o alarmie wysyłają sygnał zwrotny o jego przyjęciu, również za pomocą telefonii komórkowej. Czynności te wyświetlane są zarówno na płycie czołowej centrali, jak i na ekranie komputera użytkownika.

W wypadku alarmu gazowego centrala przesyła informację pod wskazane

numery telefonów komórkowych użytkownika. Nie ma więc konieczności, aby w danym obiekcie był zorganizowany całodobowy dyżur odpowiednich służb. Może to mieć kapitalne znaczenie dla firm dysponujących kilkunastoma lub kilkudziesięcioma obiektami.

Wyposażenie systemu w serwer i łącza internetowe pozwala obsłudze na reagowanie na odległość, bez konieczności przyjazdu do obiektu, np. w wypadku alarmu gazowego pierwszego progu można za pomocą Internetu zamknąć zawór dopływu gazu. W wypadku alarmu gazowego drugiego progu, świadczącym o tym, że stężenie gazu rośnie, centrala odcina automatycznie dopływ gazu (może być on przywrócony po usunięciu awarii ręcznie, a więc całkowicie świadomie przez użytkownika). Podobnie system zadziała w wypadku alarmu pożarowego, gdzie odcięcie dopływu gazu ma znaczenie pierwszoplanowe dla powstrzymania rozprzestrzeniania się ognia. Natomiast w wypadku włamania do kotłowni lub nieświadomego albo też świadomego wzbudzenia alarmu (choćby z tego powodu, że pracownik wchodzący do obiektu nie potrafi wyłączyć systemu alarmowego), system nie odetnie dopływu gazu, a zawiadomi policję oraz użytkownika.

Jeżeli serwer nie otrzyma potwierdzenia o przyjęciu przez dyżurnego informacji o alarmie, wówczas powiadamiana jest automatycznie obsługa serwera (jest on monitorowany przez całą dobę przez dyżurnych z niezależnej firmy). W takim wypadku obsługa serwera zawiadamia odpowiednie służby o awarii, pożarze czy włamaniu.

System – jak widać – ma wiele zalet. Mamy tu do czynienia z podwójnym zabezpieczeniem i dublowaniem powiadamiania o awarii. Zarazem, z uwagi na to, że do serwera podłączonych jest wielu użytkowników, koszt jednostkowy abonamentu nie jest wysoki. Cieszy się on uznaniem jurorów wielu targów, bo jest układem otwartym, który można dowolnie skonfigurować w zależności od indywidualnych potrzeb użytkownika.

Firma jednak oferuje także prostsze rozwiązanie, w którym nie ma serwera

i powiadamiania drogą internetową użytkownika: sygnał o zagrożeniu przekazywany jest wyłącznie pod wskazane numery telefonów komórkowych. Tu jednak nie ma gwarancji, że sygnał został odebrany.

ROZWIĄZANIE XXI WIEKU

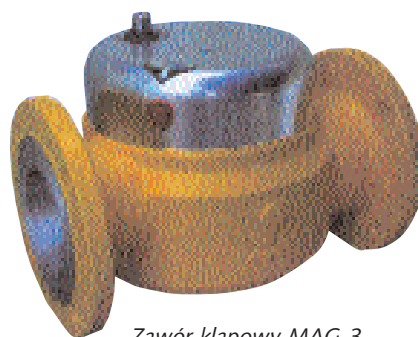
Zanim firma Gazex zaczęła zajmować się wdrażaniem opracowywanych przez nią koncepcji, była producentem domowych detektorów gazu. Na krajowym rynku nie było dotychczas takich urządzeń, więc interes szedł całkiem dobrze, zwłaszcza że w końcu lat 80. wprowadzono obowiązek wyposażania budynków w detektory gazu. Podpisano nawet umowę z jedną z firm instalatorskich na odbiór całej produkcji. Jak się okazało, w warunkach gospodarki wolnorynkowej sposób funkcjonowania owego partnera w interesach kompletnie się nie sprawdził.

Wówczas wspólnicy postanowili przestawić się na produkcję urządzeń dla przemysłu. Zaczęli od mikroprocesorowego dwuprogowego detektora tlenu węgla, skonstruowanego z myślą o bezpieczeństwie pracowników kotłowni zasilanych paliwami stałymi. Z danych statystycznych wynika, że najczęściej zatruć powodowanych jest właśnie przez tlenek węgla, zwłaszcza w kotłowniach. Bardzo często do tragedii dochodzi w wyniku pogorszenia wentylacji wskutek np. gwałtownych zmian warunków pogodowych. Urządzenie Gazexu bardzo dobrze się sprawdziło, bo było proste, tanie i skuteczne. Do dziś pracuje kilkadziesiąt tysięcy takich urządzeń w kotłowniach całego kraju, mimo trendu zastępowania kotłowni węglowych gazowymi.

Na kilka miesięcy przed tragedią w Gdańsku, kiedy to w wyniku wybuchu gazu zawałił się wieżowiec, a pod gruzami zginęło ponad dwadzieścia osób, w firmie powstał aktywny system bezpieczeństwa instalacji gazowej, czyli system do monitorowania gazów wybuchowych, połączony z elementem wykonawczym w postaci zaworu. Przez wiele lat wykorzystywano w nim zawory odcinające kulowe produkcji firmy Gazomet w Rawiczu. W instrukcji obsługi instalacji

zapisano obowiązek ręcznego zamknięcia i otwarcia zaworu raz na trzy miesiące. Gazex zalecał ponadto jednocześnie sprawdzenie za pomocą detektorów automatycznego systemu zamykania zaworów. Niestety, nie wszyscy użytkownicy stosowali się do tych zaleceń. W rezultacie taki nie ruszany przez lata zawór mógł przestać działać prawidłowo.

W aktywnym systemie bezpieczeństwa instalacji gazowej zastosowano więc zawór klapowy – MAG – 3. W tym rozwiązaniu gaz jest odcinany klapą, którą sprężyna w momencie uruchomienia przesuwają o 90 stopni. Dodatkową siłą dociskającą klapę jest ciśnienie gazu. Nie ma więc w tym rozwiązaniu



Zawór klapowy MAG-3

między uszczelką a tarczą kuli, jak w zaworze kulowym. Ponadto masa kłapy jest niewspółmiernie mniejsza niż masa kuli. Rodzi się jednak natychmiast pytanie, czy taki zawór klapowy da się w ogóle otworzyć przy ciśnieniu ok. 5 atmosfer? Konstruktor rozwiązał ten problem. Otóż kłapa otwiera się dwuetapowo. Najpierw następuje powolne rozszczelnienie. Wskutek zastosowania zespołu krzywek powstaje dźwignia dwustronna, w której siła działająca na kłapę jest kilkanaście razy większa niż później. Dzięki temu ciśnienie gazu przed i za zaworem zaczyna się wyrównywać. Wówczas zawór można z łatwością otworzyć. Dodatkowym atutem jest to, że zawór daje się stosunkowo łatwo rozebrać. W Instytucie Nafty i Gazu w Krakowie okrzyknięto ów zawór mianem rozwiązania XXI wieku, bo jest tanie, proste i niezawodne. Dziwiono się, że nikt do tej pory na to nie wpadł.

W celu obniżenia kosztów zawory produkuje się w dwóch podstawowych

rozmiarach: dużym i małym. Połączenie z instalacją użytkownika dokonuje się za pomocą specjalnych (tanich!) przeciwkołnierzy. Rozwiązanie to sprawiło, że zmalały koszty produkcji, magazynowania i transportu zaworów. W efekcie zawór klapowy jest dwa razy tańszy od kulowego.

SZEROKA OFERTA

Wszystko wskazuje na to, że przyszłość Gazexu rysuje się nieźle. Obok opisanych systemów detekcji i bezpieczeństwa instalacji gazowej firma produkuje detektory DEX, wykrywające niebezpieczne stężenie takich gazów, jak metan, propan-butan, tlenek węgla, związki organiczne, amoniak, siarkowodór, freony, wodór, acetylen, argon, hel, tlen i inne. Detektory mogą być zamknięte w obudowach przeciwwybuchowych i ognioszczelnych, spełniających kryteria dyrektywy UE – ATEX, jeśli mają być zamontowane w strefach wybuchowych lub zagrożonych pożarem. W urządzeniach tych zastosowano najnowocześniejsze japońskie czujniki (o trwałości ok. 10-12 lat) w wymiennym module, co umożliwia kalibrację urządzeń bez konieczności demontowania dużych fragmentów instalacji.

Inną ofertą firmy są selektywne mierzaki stężeń dwutlenku węgla AirTECH, które mogą być wykorzystane m.in. do kontrolowania systemów wentylacyjnych (z pomiarem temperatury i wilgotności), a także do kontroli stężenia dwutlenku węgla w pieczarkarniach, drobiarniach, browarach, szklarniach oraz w przechowalniach warzyw i owoców (z czujnikiem tlenu).

Hitem rynkowym jest domowy, sterowany mikroprocesorowo detektor gazu ziemnego lub propan-butanu, z możliwością włączenia w system alarmowy lub ppoż. Jest to urządzenie szczególnie wskazane w łazienkach z przepływowymi podgrzewaczami wody i w pomieszczeniach z kominkami, kotłami dwufunkcyjnymi lub piecami węglowymi.

Od 1993 r. firma zdobyła na różnych międzynarodowych i krajowych targach ok. 20 nagród za swoje wyroby. Konkurencja patrzy na Gazex z zazdrością, ale i z podziwem. ■

Partnerska impreza

WASSER +
GAS BERLIN
SPEZIAL
2004

Polska to jeden z ważniejszych nowych członków poszerzonej Unii Europejskiej, który już od dawna modernizuje swoje struktury gospodarcze, aby wykorzystać bliskość Europy Zachodniej. Istotne wyzwania stoją także przed polską gospodarką wodną i gazownictwem. Celem targów **WASSER + GAS BERLIN SPEZIAL 2004**, które odbędą się na terenie Messe Berlin 8-10 września, jest pogłębienie już istniejącej współpracy branżowej i szukanie nowych możliwości zbytu. Organizatorzy chcieliby, aby targi i kongres

wzięć gospodarczych. Na 6000 m² powierzchni targów spotkają się specjaliści z Europy Zachodniej i z Polski. Będą oni mieli okazję do zaprezentowania swoich produktów i możliwości kolegom po fachu, a także publiczności. Największym zainteresowaniem obu stron będą cieszyły się, bez wątpienia, propozycje niemieckich i zachodnioeuropejskich wystawców, dotyczące rozwiązań niezbędnych w polskiej gospodarce wodnej i gazowej modernizacji. Równie interesujące będą z pewnością wszelkiego rodzaju produkty, procedury techniczne i usługi oferowane przez polskie oraz środkowo- i południowo-europejskie przedsiębiorstwa. Swoją udział w tej międzynarodowej imprezie zapowiedzieli producenci z branży wodnej i gazowej, a także organizacje branżowe, banki, firmy ubezpieczeniowe, wyspecjalizowane kancelarie prawnicze, specjaliści i menedżerowie przedsiębiorstw komunalnych i prywatnych, dostarczających gaz, wodę itp. Nie zabraknie również przedstawicieli firm handlowych i rzemieślniczych, urzędów oraz instytucji badawczo-rozwojowych. Przedsiębiorstwa niemieckie i zachodnioeuropejskie spodziewają się nawiązania kontaktów z obecnymi w Berlinie polskimi potencjalnymi partnerami gospodarczymi.

Z polskich wystawców swój udział zapowiedzieli m.in. Gazomet, Metrix czy ECB SIECI. Z Austrii reprezentowane będą wśród wielu innych takie firmy, jak HEAT-Gasanlagen, Pipelifez z Gas-Stops, Schermann GmbH i Hammerer-System-Messtechnik, oferujące systemy informatyczne służące do przygotowania dokumentacji rurociągów wraz z programami eksploatacyjno-konserwatorskimi. Austriackie przedsiębiorstwa zamierzają wykorzystać obecność na targach do dalszej rozbudowy swoich tradycyjnie dobrych kontaktów gospodarczych z krajami sąsiadującymi. Wśród niemieckich wystawców z branży gazowniczej znajdą się m.in. takie przedsiębiorstwa, jak



Elster Meßtechnik, RMG und Bohlen & Doyen.

Wydaje się, że dla nowych krajów członkowskich Unii Europejskiej konieczna jest współpraca strategiczna, która zaowocuje w przyszłości wzrostem poziomu technologicznego i organizacyjnego, niezbędnego w prowadzeniu działalności w warunkach ostrej walki konkurencyjnej.

Uczestnictwo polskich wystawców i publiczności w tej imprezie targowej w Berlinie stało się już tradycją. Zaplanowane i organizowane przez spółkę Messe Berlin **Międzynarodowe Specjalistyczne Targi i Kongres WASSER i GAZ BERLIN** są dla branży niezwykle cennym forum wymiany doświadczeń i informacji. Swoją udział zapowiedziało ponad 700 wystawców z 25 krajów. Już w poprzedniej cyklicznej edycji targów, w roku 2003, ponad 40 proc. wystawców zagranicznych pochodziło z nowych krajów członkowskich UE.

DLA NOWYCH CZŁONKÓW

Równoległe z targami odbędzie się Europejski Kongres Specjalistyczny. Już w tej chwili impreza ta cieszy się wielkim zainteresowaniem specjalistów, organizacji branżowych, przedsiębiorstw,



stały się szerokim forum dyskusyjnym i miejscem, w którym uczestnicy uzyskają nie tylko wiele nowych i cennych informacji, ale również będą mieli szansę wymienić swoje doświadczenia i nawiązać nowe międzynarodowe kontakty biznesowe. Dotyczy to zwłaszcza nowych krajów członkowskich UE.

POGŁĘBIENIE KONTAKTÓW GOSPODARCZYCH

Cztery miesiące po poszerzeniu Unii ta kompleksowa impreza stanowić będzie idealną okazję do nawiązania współpracy oraz poszukiwania możliwości realizacji wspólnych przedsię-

polityków i publiczności. Trzydniowy program obrad w szczególności koncentrować się będzie na przyszłych warunkach przetargowych wspólnych projektów, dyrektywach UE, zasadach finansowania i prywatyzacji. Innym ważnym tematem będzie kształcenie i doksztalcenie specjalistów branżowych. Nie mniej istotna będzie dla uczestników możliwość intensywnej wymiany doświadczeń dotyczących tworzenia *joint ventures* i przedstawicielstw firmowych oraz dyskusja o różnorodnych możliwościach wzajemnej współpracy. Jednym z centralnych tematów będzie niewątpliwie partnerstwo prywatno-publiczne w UE.

Interesujący wykład pt. „Doświadczenia regionalnego dostawcy gazu w Rzeczypospolitej Polskiej” wygłosi 9 września Heiko Fastje, prezes firmy Media Odra Warta Sp. z o.o. z Międzyrzeczka. W innym wykładzie zostaną przedstawione możliwości organizacyjno-biznesowe komunalnego dostawcy gazu w Polsce.

Równolegle, 8 i 9 września, na berlińskich terenach wystawowych odbędzie się zjazd Zrzeszenia Producentów Rur Plastikowych (Kunststoffrohrverband e. V., Bonn).

Więcej informacji mogą znaleźć Państwo na stronach: www.wasser-berlin.de, www.gas-berlin.de, a także w polskich przedstawicielstwach Messe Berlin:

– **ProMesse (Warszawa)**
tel./faks (22) 668 55 12,
668 67 77
e-mail:

promesse@doramm.com.pl

– **INTER-INFORM (Poznań)**
tel. (61) 848 88 60,
faks (61) 848 88 59
e-mail:
inter-inform@pro.onet.pl

EUROPEAN FORUM GAS 2004



Praga, Republika Czeska

II Europejskie Forum Gazu 2004

4-5 października 2004 r.

Mając na uwadze pełen sukcesów start w Monachium w 2003 r. mamy przyjemność wspólnie z DVGW zaprosić Państwa do uczestnictwa w II Europejskim Forum Gazu 2004, które odbędzie się w tym roku w Pradze.

Celem forum jest wymiana opinii i doświadczeń oraz dyskusja, na aktualne tematy nurtujące branżę gazowniczą w aspekcie rozszerzenia Unii Europejskiej.

Europejskie Forum Gazu będzie miejscem spotkania wszystkich firm reprezentujących przemysł gazowniczy, w tym dostawców gazu oraz instalacji wodociągowych z całej Europy, a w szczególności z Europy Środkowo-Wschodniej.

PROGRAM:

Temat konferencji:

“Wpływ liberalizacji na bezpieczeństwo i niezawodność dostaw gazu”.

W ramach sesji plenarnych i warsztatów poruszone zostaną następujące tematy:

- Unia Europejska - struktura legislacyjna i jej narodowe orientacje
- Regulacje w sektorze gazowniczym
- Samorządność w gazownictwie
- Normy efektywności jako podstawa bezpieczeństwa i oszczędności w dostawach gazu
- Przesył gazu w praktyce

Koszt uczestnictwa: 150 euro

Zainteresowanych prosimy o kontakt
z
Izbą Gospodarczą Gazownictwa
ul. Kasprzaka 25
01-224 Warszawa
tel. 22 691 87 81, faks 22 691 87 81
e-mail: office@igg.pl

FOTOREPORTAŻ

Przyjaźni mieszkańcom i środowisku

Elektrociepłownia Zielona Góra, którą uruchomiono w 1974 r., należy do największych w województwie lubuskim (prawie 360 osób załogi) producentów ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu na paliwie węglowym i gazie ziemnym. Spółka jest jedynym dostawcą ciepła do systemu miejskiego Zielonej Góry.

W zakresie produkcji ciepła (woda grzewcza, para technologiczna) klientem EC jest ZelGaz Sp. z o.o. w Zielonej Górze (spółka obecnie kontrolowana przez Dalkię Termika SA – 95,2 proc. udziałów). Przedsiębiorstwo jest także producentem energii elektrycznej, którą dostarcza do krajowego systemu elektroenergetycznego liniami 110 kV z bloku węglowego i 220 kV z bloku gazowo-parowego. Odbiorcami energii elektrycznej są Grupa Energetyczna ENEA w Poznaniu oraz Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. – na podstawie kontraktu długoterminowego na sprzedaż energii z bloku gazowo-parowego.

Elektrociepłownia „Zielona Góra” funkcjonuje jako samodzielny podmiot gospodarczy od 1991 r. Następne lata poświęcono na unowocześnienie procesu technologicznego, mające na celu zwiększenie stopnia skojarzenia i poprawę wpływu na środowisko. Między innymi w 1996 roku zrealizowano inwestycję budowy nowoczesnego turbozespołu parowego ABB o mocy elektrycznej 12,87 MWe. Zainstalowano również nowe zestawy

odpylaczy spalin na kotłach parowych, które zwiększyły skuteczność odpylenia z 78 proc. do ponad 92 proc. Wprowadzono wiele modernizacji, takich jak np. polepszenie sprawności kotłów czy sukcesywne zastosowanie nowoczesnych systemów automatyki i monitoringu, co w efekcie pozwoliło m.in. znacznie zmniejszyć emisję dwutlenku węgla i dwutlenku siarki. Unowocześniono gospodarkę wszystkimi rodzajami odpadów na terenie elektrociepłowni. Spółka stosuje skuteczne systemy monitorujące jakość spalin, gleby i wód. Normy hałasu nie są przekraczane.

W EC prowadzony są w sposób ciągły prace mające na celu usprawnienie organizacji oraz zarządzania przedsiębiorstwem, zmierzające do osiągnięcia odpowiedniej efektywności ekonomicznej oraz pełnej realizacji strategii rozwoju. Za nadrzędny cel strategiczny najbliższych lat ECZG postawiła sobie zapewnienie trwałego wzrostu swej wartości rynkowej, przy czym działania te muszą być zgodne z zasadami zrównoważonego rozwoju. W 1996 roku spółka rozpoczęła proces prywatyzacji, który zakończono we wrześniu 2001 r. Wówczas 45 proc. akcji EC od skarbu państwa nabyły KOGENERACJA i Dalkia Termika.

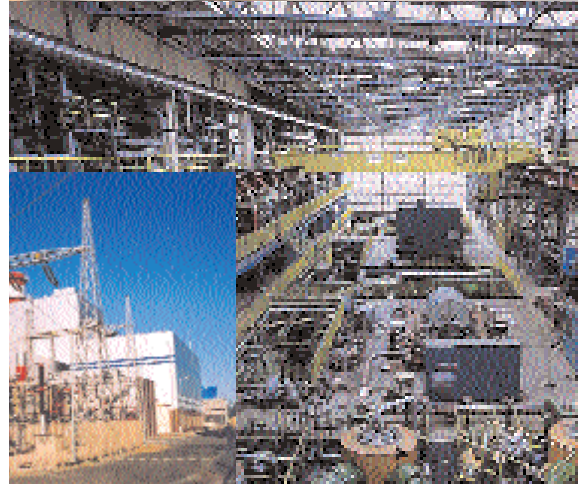
BLOK GAZOWO-PAROWY

Dzięki prywatyzacji możliwe było dokapitalizowanie spółki i realizacja inwestycji – budowa nowego bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej 190 MWe i mocy cieplnej 95 MWt. Blok obecnie jest w fazie rozruchu, a jego oddanie do komercyjnej eksploatacji planowane jest na przełomie lipca i sierpnia 2004 r. Będzie on produkować energię elektryczną i ciepłą w skojarzeniu z wykorzystaniem gazu ziemnego dostarczanego z kopalni



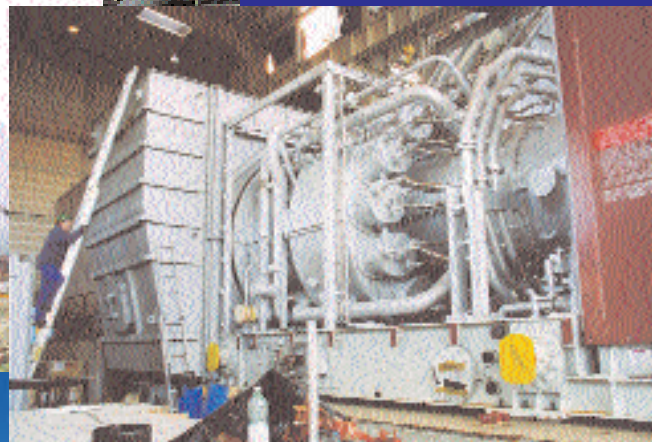
„Kościan” (na podstawie kontraktu długoterminowego zawartego z PGNiG). Związana z budową BGP inwestycja PGNiG w wysokości około 63 mln euro objęła kopalnię gazu ziemnego Kościan – Brońsko o wydajności docelowej 200 000 m³/h (rozpoczęła pracę w styczniu 2002 r.) oraz gazociąg o długości około 100 km i średnicy 350/300 mm. Przesyłany jest gaz ziemny GZ 41,5 o wartości opałowej 28 MJ/m³. Gaz dostarczany gazociągiem jest bardziej kaloryczny od gazu używanego do





Informacje techniczne:

Osiągalna moc cieplna: bloku węglowego – 300,5 MWt, bloku gazowo-parowego (od lata 2004) – 95 MWt
 Osiągalna moc elektryczna: bloku węglowego – 23,3 MWe, bloku gazowo-parowego (od lata 2004) – 190 MWe
 Ilość wytworzonego w 2003 r. ciepła – brutto 2328 TJ
 Ilość wytworzonej w 2003 roku energii elektrycznej – brutto 109 GWh



tej pory w Zielonej Górze i regionie. Zapewnia on nie tylko zasilanie EC, ale także będzie zasilal innych klientów, pokrywając zapotrzebowanie w znacznej części województwa.

Blok gazowo-parowy EC ZG składa się z trzech podstawowych podzespołów współpracujących ze sobą w celu wytworzenia w skojarzeniu energii elektrycznej i cieplnej. Gazem ziemnym zasilana jest turbina gazowa General Elec-

tric, która wytwarza moc elektryczną 126 MWe. Spaliny o temperaturze prawie 550 stopni kierowane są następnie do kotła odzyskowego RAFAKO typ OU-192 i oddawszy maksymalnie ponad 200 MW ciepła trafiają do komin. Para wodna wytworzona w kotle porusza łopatkę turbiny parowej ciepłowniczo-kondensacyjnej Alstom o mocy elektrycznej maksymalnie 64 MWe. Zrazem para opuszczająca turbinę podgrzewa wodę sieciową miasta. Dzięki tak skojarzonej produkcji energii, sprawność bloku gazowo-parowego EC (przy temperaturze zewnętrznej – 10 stopni C) jest bardzo wysoka – osiąga ponad 78 proc. Inwestycja jest „czysta ekologicznie”, co pozwoli spełnić standardy środowiskowe i obniżyć emisję zanieczyszczeń SO₂ i pyłu o ok. 50 proc. U uruchomienie bloku zapewni funkcjonowanie EC ZG przez najbliższe kilkadziesiąt lat. Umożliwi także likwidację należącej do EC przestarzałej kotłowni „Akademicka”.

Efekty działań modernizacyjnych i proekologicznych potwierdza otrzymane pod koniec 2003 r. zintegrowane pozwolenie na emisję zanieczyszczeń do środowiska, obejmujące zarówno instalacje istniejące, jak i budowane. Za swą działalność EC ZG otrzymała Świadczenie Przedsiębiorstwa Czystszej Produkcji, nadane przez ministra przemysłu i handlu, dyrektora Centrum Badań i Certyfikacji oraz prezesa Federacji Naczelnej Organizacji Technicznej za wprowadzenie i stosowanie czystszej produkcji jako Systemu Zarządzania Produkcją i Środowiskiem Naturalnym, stosownie do rozdziału 30 Agendy 21. Elektrociepłownia „Zielona Góra” jest również czterokrotnym laureatem konkursu „Przedsiębiorstwo Fair Play”, organizowanego przez Krajową Izbę Gospodarczą i Instytut Badań nad Demokracją i Przedsiębiorstwem Prywatnym. ■

Elektrociepłownia „Zielona Góra” Spółka Akcyjna
 ul. Zjednoczenia 103
 65-120 Zielona Góra
 tel. (68) 327 10 53
 faks (68) 327 10 60
 e-mail: kancelaria @ ec.zgora.pl

Wydobycie

Piotr Rachtan

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA jest jednym z największych przedsiębiorstw w kraju. Według opublikowanego w maju przez tygodnik „Newsweek” rankingu, jest firmą o największej wartości kapitału – ponad 11 mld zł, więcej od Orlenu. Składa się na to wiele czynników, wśród których niebagatelnym jest wydobywanie węglowodorów oraz ich poszukiwanie. Działalność firmy w dziedzinie poszukiwań złóż i wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego stawia ją na pierwszym miejscu wśród przedsiębiorstw zajmujących się geologią w Polsce.

Zadaniem statutowymi spółki są: poszukiwanie złóż węglowodorów, wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego, udostępnianie złóż do produkcji, rozpoznanie budowy geologicznej kraju, magazynowanie, przesył, dostawa i dystrybucja gazu ziemnego, a także świadczenie usług geologicznych i geofizycznych dla innych firm.

Działalność z zakresu górnictwa nafty i gazu jest prowadzona przez departamenty Poszukiwania Złóż i Eksploatacji Złóż, od niedawna wchodzące w skład Centrali Spółki oraz oddziały wydobywcze w Sanoku i Zielonej Górze. Usługi geologiczno-geofizyczne wykonywane są przez spółki zależne.

PGNiG SA prowadzi poszukiwania na 90 i eksploatację na 203 obszarach koncesyjnych w Polsce.

ODKRYCIA

Ostatnie kilka lat intensywnych prac poszukiwawczych przyniosło znaczące odkrycia:

- 1996 – największe złożo ropy naftowej i gazu ziemnego na



Niżu Polskim – Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB) z wydobywalnymi zasobami 10,14 mln ton ropy i 9,87 mld m³ gazu ziemnego. Produkcja ze złoża została uruchomiona w grudniu 1999 r. jako część jednej z najnowocześniejszych na świecie kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego Dębno;

- 1995-2000 – grupa złóż gazu ziemnego Kościan-Brońsko-Reńsko-Wielichowo-Ruchocice-Bonikowo-Racot z zasobami wydobywalnymi 30 mld m³. Wydobywanie w rejonie Kościana rozpoczęło się w 1999 r. ze złoża Bonikowo i co roku podłączane są kolejne złoża z tej grupy;
- 2001, kwiecień – nowe złożo ropy naftowej Sławoborze oraz odkrycie kolejnego obszaru ropno-gazowego w rejonie Międzychodu;
- 2002, styczeń – uruchomienie produkcji ze złóż Kościan i Stężycza;
- 2003, kwiecień – dwa nowe złoża ropy naftowej – Lubiatów i Grotów w rejonie Międzychodu, uruchomienie produkcji gazu ze złóż: Palikówka, Mełgiew, Dzików, Wola Obszańska;
- 2003-2004 (IV/I kwartał) – nowe złoża ropy naftowej: Sowa Góra Sieraków w rejonie Międzychodu, nowe złoża gazu ziemnego w rejonie Rzeszowa, Tarnogrodu, Nowego Tomysła i Środy Wielkopolskiej.

Obecnie PGNiG SA wydobywa ok. 2/3 ropy naftowej i 100 proc. gazu ziemnego produkowanych w Polsce.

POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO I ROPY NAFTOWEJ

	2002	2003
Krajowe zasoby gazu ziemnego	115,4 mld pm ³	115,8 mld pm ³
Wydobycie gazu ziemnego (ogółem)	4,0 mld pm ³	4,1 mld pm ³
– gaz wysokometanowy	1,7 mld pm ³	1,8 mld pm ³
– gaz zaazotowany	2,3 mld pm ³	2,3 mld pm ³
Wydobycie ropy naftowej	468 tys. t	497 tys. t
Wydobycie ropy naftowej z gazoliną	472 tys. t	522 tys. t

GÓRNICTWO NAFTY I GAZU W PGNIG SA

W grudniu 2003 roku w konsekwencji prowadzonej restrukturyzacji PGNiG SA Oddział Górnictwo Naftowe, zajmujący się poszukiwaniami i wydobywaniem ropy naftowej oraz gazu ziemnego, został połączony z Oddziałem Głównym w jednolitą strukturę – Centralę Spółki, w której wydzielono departamenty Poszukiwania Złóż i Eksploatacji Złóż.

Departament Poszukiwania Złóż, który powstał na bazie założonego w 1962 Biura Geologicznego Geonafta, organizacyjnie obejmuje służby geologiczno-poszukiwawcze, a do jego obowiązków należą:

- opracowywanie i ocena projektów poszukiwawczych;
- analiza i interpretacja danych geologicznych i geofizycznych;
- rozwój i utrzymanie centralnych baz danych geologicznych i geofizycznych;
- utrzymanie centralnego archiwum geologicznego i magazynu rdzeni wiertniczych;

W 2003 roku w ramach prac poszukiwawczych oprócz licznych prac studyjnych i dokumentacyjnych wykonano:

- 2725 km sejsmiki 2D,
- 496 km sejsmiki 3D,
- 65 846 m wierceń poszukiwawczych i rozpoznawczych.

Eksploatacja złóż jest prowadzona przez Zielonogórski Zakład Górnictwa Nafty i Gazu (ZZG NiG) i Sanocki Zakład Górnictwa Nafty i Gazu (Nafta Gaz Sanok). W roku 2003 wydobyto:

- 496,9 tys. ton (3,8 mln baryłek) ropy naftowej,
- 4,1 miliarda m³ (144,8 miliarda stóp sześciennych)



BUDOWA GEOLOGICZNA

Utwory dolomitu głównego reprezentują szerokie spektrum odmian mikrofacjalnych, a ich miąższość może dochodzić do 80 m. Geneza wykształcenia utworów dolomitu głównego stwierdzonego w profilach otworów odwierconych na złożu ropy naftowej Lubiatów nie jest ostatecznie wyjaśniona. Rozważane są dwie wersje. Pierwsza z nich zakłada sedymentację na platformie węglanowej niskiego stanu morza (ang. *lowstand system tract*), umiejscowionej poniżej „właściwej” platformy związanej z wysokim stanem morza (ang. *highstand system tract*). Według drugiej wersji, utwory dolomitu głównego powstały w środowisku typowym dla pogranicza stoku platformy węglanowej i „zatokowej” równi basenowej. Redeponowany materiał węglanowy, pochodzący przypuszczalnie ze strefy barierowej, był przemieszczany przez prądy zawieszinowe i spływy grawitacyjne w głąb zatoki. Intensywnie działające na skłonie platformy prądy trakcyjne mogły również, zgodnie z regionalnymi kierunkami prądów podmorskich, rozprowadzać redeponowane osady ziarniste w głębszej części stoku, równoległe do krawędzi platformy. O tym, że są to raczej utwory redeponowane świadczą przesłanki geologiczne, uzupełnione analizami sedymentologicznymi. Obecnie brak jest podstaw do jednoznacznego rozstrzygnięcia tego problemu.

Własności zbiornikowe utworów dolomitu głównego są bardzo zmienne i uzależnione zarówno od pierwotnych cech strukturalno-tektonicznych skały, jak i od przeobrażeń epidiagenetycznych. Najwyższymi porowatościami charakteryzują się utwory ziarniste z silnie rozwiniętą porowatością moldyczną, natomiast najniższymi wartościami cechują się utwory mułowzwięzłe, a także silnie zmienione diagenetycznie utwory ziarniste. W wyniku rekryształizacji, wtórnej cementacji oraz impregnacji bitumicznej doszło do znacznego niekiedy ograniczenia drożności pomiędzy porami, co w efekcie wpłynęło na ograniczenie przepuszczalności tych skał przy zachowaniu znacznej sumarycznej porowatości. Generalnie złoża charakteryzuje się bardzo wysokimi porowatościami, dochodzącymi do 33 proc. (średnio dla złoża: 17,40 proc.). Utwory te charakteryzują się również wysokimi przepuszczalnościami, przekraczającymi 100 mD.

gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Utworzony w 1968 r. ZZG NiG prowadzi eksploatację złóż ropy i gazu oraz budowę kopalń na Niżu Polskim. Zakład operuje na 17 kopalniach gazu, 5 kopalniach ropy i 5 kopalniach ropy i gazu. Produkcja jest zgrupowana w pięciu ośrodkach: Gorzowie Wielkopolskim, Górze, Grodzisku Wielkopolskim, Karlinie i Ostrowie. ZZG NiG obsługuje ponadto jeden z największych podziemnych magazynów gazu w Polsce – Wierzchowice – o pojemności czynnej 470 mln m³.

Założony w 1944 r. zakład w Sanoku prowadzi wydobywanie na obszarze Karpat i Zapadliska Przedkarpaccy, a także w rejonie lubelskim. Produkcja 26 kopalń gazu, 10 ropy naftowej i 2 ropno-gazowych jest zgrupowana w czterech ośrodkach: w Łańcucie, Tarnowie, Przemyśle i Ustrzykach Dolnych. Zakład Sanocki eksploatuje ponadto 4 podziemne magazyny gazu.

Zakład Odazotowania Gazu KRIO w Odolanowie przerabia gaz zaazotowany wydobywany na



FORMA GEOLOGICZNA

Złoże ma formę bardzo nieregularnego, wydłużonego obiektu o kierunku dłuższej osi NWW – SEE i charakteryzuje się monoklinalnym, dość łagodnym zapadaniem stropu utworów dolomitu głównego w kierunku SW. Utwory dolomitu głównego najwyżej wyinterpretowane zostały w północnej części, gdzie zalegają na głębokości ok. -3150 m. Ta część złoży przylega do strefy krawędzi platformy węglanowej, która charakteryzuje się dużą redukcją miąższości utworów dolomitu głównego na wąskim odcinku (200-300 m), rozdzielając obszar sedymentacji w facji barierowej od sedymentacji w facji głębokowodnej. W kierunku południowym oraz południowo-zachodnim złoże łagodnie zapada do głębokości – 3250 m. W części wschodniej złoży na głębokości -3280 m wyinterpretowano niewielkie podniesienie o amplitudzie około 20 m. Złoże to zajmuje powierzchnię blisko 8,23 km² przy średniej miąższości efektywnej złoży około 32,4 m (z przedziału 10-70 m).

Największe miąższości utworów Ca₂ (blisko 80 m) o dobrych własnościach zbiornikowych występują na północny wschód od odwierconych otworów Lubiaków-1 i Lubiaków-2. Pozostała część złoży charakteryzuje się miąższościami około 50 m (w centralnej części) z tendencją do redukcji w kierunku granicy złoży do około 10-15 m. Biorąc pod uwagę dotychczasowe wyniki złożowe, uzyskane z otworów Lubiaków-1 oraz Lubiaków-2, można przyjąć, że cała bryła złoży nasycona jest ropą naftową bez udziału wody złożowej.

obszarze Monokliny Przedsudeckiej na gaz wysokometanowy. Przeróbce podlega 40 proc. gazu zaazotowanego, wydobywanego ze złoży krajowych. Zakład jest jedynym producentem w Europie ciekłego

helu odzyskiwanego z gazu. Zakład Robót Górniczych w Krośnie prowadzi usługi w zakresie rekonstrukcji i likwidacji otworów wiertniczych, zabiegów intensyfikacji produkcji oraz testy produkcyjne i pomiary wydajności z poziomów ropnych i gazowych.

PGNiG SA rozpoczęło działalność na rynkach międzynarodowych siedem lat temu. 17 lipca 1997 r. otrzymało od rządu Pakistanu pierwszą koncesję na poszukiwanie węglowodorów, a w październiku 1997 r. otworzyło Oddział Operatorski w Islamabadzie. Zainteresowania PGNiG SA i spółek zależnych koncentrują się obecnie na Pakistanie, Syrii, Indiach, Kazachstanie i Ukrainie. Podmiot zależny PGNiG SA – Poszukiwania Nafty i Gazu w Krakowie zdobył mocną pozycję jako wykonawca robót wiertniczych na obszarze Kazachstanu.

USŁUGI GEOFIZYCZNE, GEOLOGICZNE I WIERTNICZE

W roku 2003 podmioty zależne PGNiG SA wykonały dla zleceniodawców:

- 2959 km linii sejsmicznych dla innych firm za granicą;
- 215 km² sejsmiki 3D dla innych firm za granicą;
- 9154 m wierceń dla innych firm na terenie Polski;
- 137 059 m wierceń za granicą.

1 stycznia 1999 roku dwa zakłady geofizyczne, cztery wiertnicze i dwa usługowe zostały przekształcone w osobne spółki. Geofizyka Kraków sp. z o.o.



i Geofizyka Toruń sp. z o.o. zajmują się wykonywaniem prac i usług geofizycznych z zakresu sejsmiki 2D i 3D i geofizyki otworowej.

Prace wiertnicze wraz z opróbowaniem i przekazaniem otworów do produkcji wykonywane są przez trzy firmy:

- Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło sp. z o.o.;
- Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków sp. z o.o.;
- Poszukiwania Nafty i Gazu „Nafta” Piła sp. z o.o.

Firmy te posiadają 43 wiertnice, z czego 33 są przeznaczone do wierceń. Większość z nich jest w pełni wyposażona zgodnie ze światowymi standardami. Są one w stanie wierceć otwory w zakresach do 7 tys. m z użyciem płuczek ciężkich do 2,5 tony/m³. Wszystkie firmy wiertnicze są wyposażone w sprzęt pozwalający na wiercenie zarówno otworów kierunkowych, jak i horyzontalnych. Zakład w Jaśle wywiercił dwa najgłębsze otwory w Polsce: Kuźmina-1 (7541 m) i Paszowa-1 (7210 m). Wszystkie zakłady świadczą usługi wiertnicze na rynkach międzynarodowych, m.in. w Indiach, Jordanii, Syrii, Kazachstanie, Nigerii, Pakistanie, na Słowacji, Litwie i Ukrainie.

Zakład wiertniczy z Zielonej Góry został przekształcony w spółkę Diament sp. z o.o., która zmieniła profil i obecnie zajmuje się rekonstrukcją i likwidacją otworów, opróbowaniem i uzbrajaniem otworów z zagrożeniem siarkowodorowym, serwisem płuczkowym i cementacyjnym.

Naftomontaż sp. z o.o. zajmuje się budową kopalń ropy i gazu, podłączaniem odwiertów do eksploatacji, budową stacji kontrolno-pomiarowych i rurociągów.

Naftomet sp. z o.o. produkuje osprzęt, aparaturę i urządzenia dla kopalń ropy naftowej i gazu ziemnego. Zakład specjalizuje się w konstrukcjach głowic, więźb, zasuw, zaworów, prewenterów. Urządzenia te produkowane są do prac w trybie standardowym, selektywnym i pozastandardowym.

ROPONOŚNY REJON MIĘDZYCHODU – NAJNOWSZE ODKRYCIE PGNIG SA

W 2001 r. otwór Międzychód-4 pozwolił odkryć nowy obszar roponośny w Puszczy Nadnoteckiej. Badaniami sejsmicznymi dwu- (2D) i trójwymiarowymi (3D) udokumentowano wiele obiektów perspektywicznych dla występowania złóż ropy naftowej na obszarze o powierzchni ponad 300 km². Dotychczas złożo ropy naftowej Lubiatów zostało odkryte w permskich osadach węglanowych drugiego cyklotemu cechsztyńskiego, nazwanych dolomitem głównym (Ca₂). Wykształciło się ono w strefie przejściowej między sedymentacją platformową a głębokowodną i jest typowym złożem o granicach litologicznych. ■



ZASOBY

Ropa naftowa występująca w złożu jest ropą parafinową o ciężarze właściwym 0,81 t/m³. Gaz ziemny towarzyszący ropie zawiera: 36,69 proc. obj. metanu, 6,82 proc. obj. etanu, oraz 268,59 g/m³ węglowodorów ciężkich. Zawartość azotu określono na 37,52 proc. obj. a siarkowodoru na 7,85 proc. obj. Nie stwierdzono obecności rtęci. Obliczone metodą objętościową pierwotne zasoby geologiczne ropy naftowej złoża Lubiatów wynoszą 23,07 mln ton (wydobywalne 4,40 mln ton) oraz 5,77 mld m³ gazu ziemnego, występującego jako kopalina towarzysząca. Zasoby wydobywalne gazu ziemnego oszacowano na poziomie 2,50 mld m³. W przeliczeniu na gaz wysokometanowy o wartości opałowej 34,33 MJ/m³ zasoby geologiczne wynoszą 5,37 mld m³ (wydobywalne 2,33 mld m³).

Zgodnie z oceną geologiczno-gospodarczą złoża oraz warunków jego eksploatacji, w okresie 20 lat możliwe jest wydobycie 4,4 mln ton ropy naftowej oraz 2,5 mld m³ gazu ziemnego.

W przyszłości nadal – jest to prawie pewne – Polska będzie musiała importować gaz ziemny, czy to z Rosji (6,7 mld m³ w 2003 roku) czy z Norwegii (487 mln m³), ale w spożyciu gazu rosnąć będzie udział naszego gazu – polskiego. Koszty jego wydobycia i cena są wciąż na tyle konkurencyjne, że poszukiwania będą coraz intensywniejsze, niezależnie od oczekiwanej przez państwo koniecznej dywersyfikacji źródeł dostaw na rynek.

Oszczędnie i ekologicznie

Ryszard Michałowski

Pojazdy Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa we Wrocławiu, zaopatrzone w silniki zasilane sprężonym gazem ziemnym, spełniają nowe normy toksyczności spalin

Doświadczenia Oddziału Dolnośląskiego Zakładu Gazowniczego we Wrocławiu w zakresie zastosowania gazu ziemnego w pojazdach własnych, mają swój początek 15 października 2000 roku, kiedy to na terenie zakładu przy ul. Gazowej 3 zainstalowano stację tankowania sprężonym gazem ziemnym (CNG) oraz instalację zakładowych pojazdów tymże medium.

Instalacje zamontowano przede wszystkim w pojazdach pogotowia gazowego, które charakteryzują się znacznymi przebiegami eksploatacyjnymi, są eksploatowane w terenie zabudowanym, na którym stę-

fiat-seicento, dochodząc do większych, jak np. mercedes 214.

Adaptacja pojazdów do zasilania CNG silników spalinowych polegała na właściwym doborze aparatury zasilającej. Obecnie musi ona spełniać zapisy zawarte w załączniku 109, regulaminie 110 EKG ONZ, w aspekcie bezpieczeństwa eksploatacji, a mianowicie: zbiorników z osprzętem, przewodów wysoko- i niskociśnieniowych oraz konfiguracji wszystkich urządzeń i elementów systemu zasilania.

Konfiguracja urządzeń i elementów układu zasilania zależała od konstrukcji silnika i typu pojazdu samochodowego i można ją podzielić na systemy:

- klasyczne, z regulacją przepływu gazu, zainstalowane np. w samochodzie marki renault express,
- zasilania nadciśnieniowego CNG, zainstalowane np. w samochodzie marki renault kangoo,
- wtrysku CNG w fazie gazowej, zainstalowane np. w samochodzie marki renault laguna.

Oczywiście mowa tu o silnikach iskrowych dwupaliwowych, mogących pracować zarówno na paliwie gazowym, jak i na benzynie, z możliwością zmiany rodzaju paliwa również w czasie jazdy (z wyjątkiem sil-

PORÓWNANIE CEN CNG ORAZ PALIW KONWENCjonalNYCH

Stacja paliw	Benzyna w zł/dm ³	Olej napędowy w zł/dm ³	CNG w zł/m ³
Wrocław ul. Gazowa 3	3,70*	3,06*	1,22

* Cena brutto z 9.05.2004 r.

zenie toksyn jest znaczące. Decydowały również względy logistyczne, ponieważ firma dysponuje tylko jedną sprężarką. Stopniowo liczba pojazdów zasilanych CNG zwiększała się. W lutym 2004 r. było już 51 pojazdów na paliwo CNG, a do końca bieżącego roku przybędzie jeszcze 10 pojazdów.

Dolnośląska Spółka Gazownictwa dysponuje największą w kraju flotą pojazdów osobowych. i dostawczych o ładowności do 3,5 ton, których silniki zasilane są sprężonym gazem ziemnym. A są to pojazdy różnych marek i typów, począwszy od najmniejszego –



Nowy model renault trafic, przystosowany do zasilania CNG (Pogotowie gazowe)

LICZBA POJAZDÓW ZASILANYCH CNG WG MARKI I TYPU. STAN NA 31.03.2004 R.

Fiat Seicento	Fiat Doblo	Renault Megan	Renault Laguna	Renault Express	Renault Trafic	Renault Kangoo	Peugeot Partne	Mercedes 214	Polonez Caro
7	2	2	1	10	13	6	7	1	1



Autobus neoplan zasilany CNG (obsługa linii 502 we Wrocławiu)

nika w mercedesie 214, który jest przystosowany do zasilania tylko sprężonym gazem ziemnym).

W minionym okresie eksploatacji pojazdów zasilanych CNG najczęstszym niedomaganiem była nieregularna praca silnika w stanach nieustalonych, aż do zaniku pracy silnika, wynikająca z usterek po stronie zasilania paliwem konwencjonalnym, względnie niewłaściwej regulacji parametrów pracy silnika.

Inne usterki to awaria silnika krokowego instalacji CNG w samochodzie peugeot partner, nieszczelność zaworu napełniania w samochodach reault express, reault trafic, fiat seicento, uszkodzenie regulatora wolnych obrotów w samochodzie reault laguna oraz najpoważniejsza z usterek, ale nie wynikająca z zastosowania zasilania gazowego, lecz spowodowana wadą konstrukcyjną, a mianowicie wystąpienie nadmiernej owalizacji cylindra w silniku. Usterka ta dotyczyła fiata doblo, pojazdu z przebiegiem zerowym, fabrycznie nowym.

Z danych eksploatacyjnych wynika duży rozrzut wielkości zużycia gazu na 100 km; w rzeczywistości, zależy ono w znacznej mierze od techniki jazdy kierującego, sprawności technicznej pojazdu, wartości opałowej mieszanki gazowo-powietrznej. Jednak z różnicy cen benzyny, jaka miałyby być zużyta do zasilania silników pojazdów oraz ceny zastosowanego gazu sprężonego, wynikają oszczędności ok. 120 tys. zł, nie biorąc pod uwagę aspektów ekologicznych. Na skutek konwersji paliw z benzyn na CNG i różnicy cen tych paliw, w pierwszym okresie eksploatacji pojazdu po montażu instalacji, zwraca się cena instalacji, a w następnych miesiącach zwraca się koszt zakupu pojazdu.

Jednym z problemów, który pojawił się w stosowaniu gazu ziemnego we flocie pojazdów, było dostosowanie sprężarek o ważnym parametrze wydajności w nm^3 na godzinę do posiadanej liczby samochodów zasilanych CNG. Początkowo była to jedna sprężarka typu GAS 200, o wydatku maksymalnym w pierwszej fazie rozruchu 9 nm^3 na godzinę. Wraz z postępowym wdrażaniem coraz większej liczby pojazdów zasilanych CNG, rodził się problem napełniania gazem zbiorników stalowych o pojemności 20 nm^3 i 25 nm^3 . Zatankowanie 22 pojazdów zasilanych sprężonym gazem ziemnym przy zastosowaniu czterech sprężarek GAS 200, możliwe było w czasie 14 godzin, a w dodatku pojawiali się nowi odbiorcy indywidualni oraz producenci autobusów jelicz oraz volvo. Autobusy volvo po tankowaniach technologicznych i końcowym odbiorczym odprowadzane są do zagranicznych odbiorców z Francji i Niemiec. Natomiast autobusy jelicze, po uzyskaniu homologacji, pozostają w kraju, lecz stanowią znikomy procent eksploatowanych autobusów w Polsce.

O skali problemu, który pojawił się w związku z tankowaniem autobusów niech świadczy wielkość zbiorników kompozytowych na gaz, w autobusie volvo 7000 CNG, o łącznej pojemności 1500 dm^3 .

Małe sprężarki nie mogły sprostać temu zadaniu, toteż decyzją kierownictwa spółki i Zakładu Gazowni-

czego we Wrocławiu postanowiono wydzierżawić duży moduł sprężarkowy i zlecić prace projektowane na dostosowanie potrzeb w zakresie napełniania coraz większej liczby pojazdów zasilanych CNG. Nowa sprężarka firmy Intermech posiada wydatek 300 nm^3 na godzinę.

Działania zakładu w zakresie stosowania CNG nie ograniczają się do Wrocławia. Dolnośląskie Linie Autobusowe uruchomiły linię komercyjną 502, obsługiwaną autobusem zasilanym CNG na trasie Wrocław-Siechnice, a w dni weekendowe na trasie Wrocław-Sobótka (miejsowość rekreacyjna 30 km od Wrocławia). Bardzo dobrze rokują rozmowy prowadzone z dyrekcją Miejskiego Przedsiębiorstwa Komunikacyjnego we Wrocławiu na temat wprowadzenia do taboru autobusowego pojazdów zasilanych CNG. Zakład wykonał – na prośbę dyrekcji MPK we Wrocławiu – próbę czasu tankowania autobusu sprężarką marki Intermech, z udziałem służb technicznych tego przedsiębiorstwa, zakończoną wnioskiem o przygotowanie założeń do zainstalowania sprężarek w jednej z zajezdni autobusowych we Wrocławiu. Następne działania to przeniesienie sprężarek GAS 200 (4 szt.) do Legnicy i zapoczątkowanie gazyfikacji tam zgrupowanego taboru samochodowego Zakładu Gazowniczego Wrocław i jednocześnie kontynuowanie dalszych rozmów z przedstawicielami dyrekcji MPK w Legnicy w sprawie gazyfikacji autobusów tegoż przedsiębiorstwa. Duże zainteresowanie tematem CNG w pojazdach samochodowych wykazuje również Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Kłodzku.

Dolny Śląsk to obszar graniczący z Niemcami i Czechami, gdzie sprężony gaz ziemny do pojazdów jest wprowadzany na większą skalę. Niedawno na zakończonych Targach Motoryzacyjnych w Lipsku zaprezentowano dużą gamę pojazdów fabrycznie przystosowanych do zasilania CNG. Mam nadzieję, że w dobie wejścia do Unii Europejskiej, wykorzystamy to sąsiedztwo do współpracy z firmami tych krajów i popularyzacji tego medium paliwowego. ■

Autor jest kierownikiem Działu Transportu ZG Wrocław.

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
www.gazownia.pl

Dolny Śląsk to obszar graniczący z Niemcami i Czechami, gdzie sprężony gaz ziemny do pojazdów jest wprowadzany na większą skalę.

Z kart gazowniczej historii

Muzeum Gazownictwa w Paczkowie

Halina Girycka

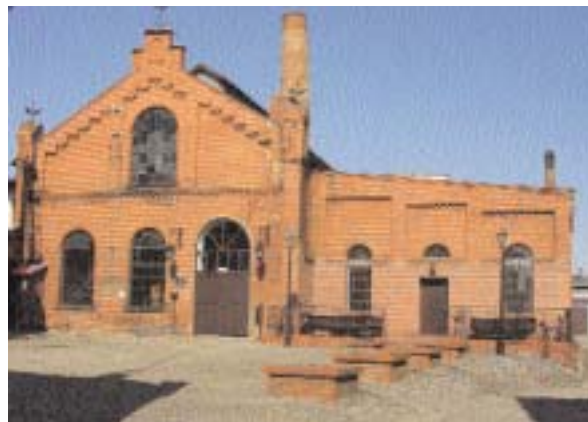
WPaczkowie – mieście położonym w południowo-zachodniej części woj. opolskiego, u podnóża Gór Opawskich, mieści się Muzeum Gazownictwa.

Zostało utworzone na terenie byłej gazowni w listopadzie 1991 roku i stanowi jedyny w Polsce obiekt, gdzie w całości zachowały się urządzenia do produkcji gazu miejskiego.

Gazownię w Paczkowie zbudowano w 1901 roku. Kosztowała 90 tys. marek niemieckich. Produkowany w niej gaz zużywano głównie do oświetlenia ulic oraz do podgrzewania i przygotowywania posiłków. Wykorzystywany był również do napędu pomp wodnych w zakładzie gazociągów. W latach 30. z gazu korzystało ok. 700 odbiorców domowych, co stanowiło prawie 85 proc. ogółu gospodarstw.

Po drugiej wojnie światowej gazownia weszła w skład utworzonego Przedsiębiorstwa Komunalnego. W latach 1953-56 gazownią kierował **Jan Bargieł**, który starym zwyczajem zamieszkiwał na terenie gazowni. Od 1957 roku funkcję kierownika pełnił **Tadeusz Stygar**.

Na przełomie lat 50. i 60. zmodernizowano produkcję gazu: przebudowano piece, wymieniono urządzenia oczyszczające w aparatuwni na nowe, produkcji Zakładów Mechanicznych w Rawiczu. Wybudowano nową odsiarczalnię, wykonano remont zbiornika gazu o pojemności 600 m³. Rozpoczęto również wymianę starych gazociągów żeliwnych i układanie nowych, co pozwoliło zwiększyć liczbę odbiorców z 735



Jeden z budynków muzeum

w roku 1955 do 1123 w roku 1965 i 1450 w roku 1968.

W 1969 roku, w ramach scalania przemysłu gazowniczego, Przedsiębiorstwo Komunalne przekazało gazownię pod zarząd Zakładu Gazowniczego w Nysie. Kierownikiem gazowni został **Adam Król**. W dniu przekazania załoga gazowni liczyła 26 osób. W 1976 roku, w wyniku dalszej reorganizacji gazownictwa, połączono Zakłady Gazownicze w Nysie i Opolu, tworząc Zakład Gazowniczy Opole i podległy mu Wydział Produkcji i Przesyłu Gazu w Nysie, do którego należała gazownia w Paczkowie.

W tym samym czasie trwała już intensywna rozbudowa sieci przesyłowej gazu koksowniczego i związana z tym likwidacja gazowni produkcyjnych. W paczkowskiej gazowni ostatni wózek koksu został ugaszony 15 lipca 1977 roku. Zachowano go na pamiątkę.

Tuż po wyłączeniu gazowni z eksploatacji, przystąpiono do stworzenia skansenu gazowniczego w byłej gazowni na podstawie projektu wykonanego przez artystę i scenografa **Marka Mikulskiego**. Uroczyste otwarcie muzeum nastąpiło 23 listopada 1991 roku.

W Muzeum Gazownictwa w Paczkowie pokazano całą historię gazownictwa węglowego w Polsce. Jest to prawdopodobnie jedyne miejsce, gdzie zgromadzono prawie wszystko, co dotyczy gazownictwa klasycznego, począwszy od historii gazownictwa w Polsce, poprzez dokumentację produkcyjną po użytkowanie gazu. Szczególnie bogata jest kolekcja urządzeń, pokazująca jak i do czego w przeszłości można było stosować gaz. Można również zobaczyć, jak wytwarzano gaz świetlny, jak go oczyszczano i rozprawdzano do odbiorców.

Gazownictwo pokazane jest w układzie chronologicznym i tematycznym. Wchodząc do muzeum przenosimy się jakby do minionej epoki gazu węglowego. Oświetlenie terenu stanowią czynne latarnie gazowe, a budynki i urządzenia wyglądają prawie jak 100 lat



Eksponaty zgromadzone w dawnym zbiorniku gazu

temu, kiedy wybudowano gazownię. Przy bramie wjazdowej zlokalizowany jest stuletni budynek, w którym mieściły się biura gazowni i mieszkanie dla gazmistrza.

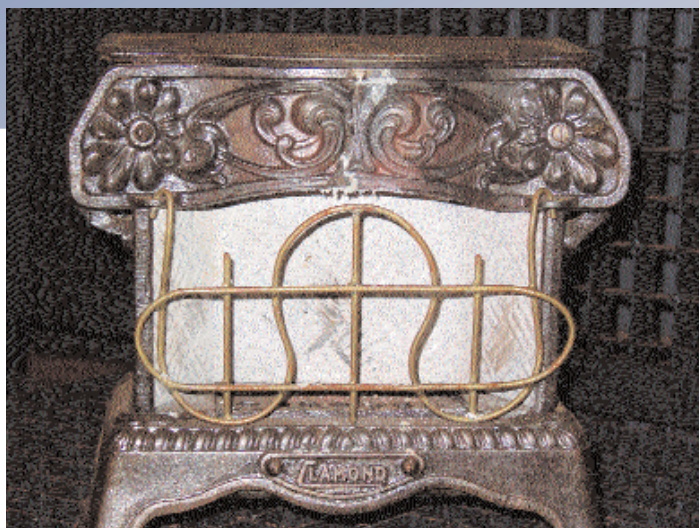
W pierwszej Sali Historycznej pokazano historię najstarszych gazowni: Wrocławia, Krakowa, Warszawy, a także gazownie śląskie i opolskie. Drugie pomieszczenie to Sala Dokumentacji, w której zgromadzono dokumenty, na podstawie których budowano gazownie. Znajdują się w niej stare dokumentacje



Lampa gazowa

z gazowni wrocławskiej, opolskiej, kaliskiej i paczkowskiej. W Sali Oświetleniowej zostały wyeksponowane plany oświetlenia gazowego Paczkowa, wrocławskiego kościoła św. Elżbiety z końca XIX wieku i akcesoria latarnika gazowego z Warszawy. Umieszczono tu również rysunki, zdjęcia i katalogi latarni gazowych. Pokazana jest między innymi gazowa lampka oświetleniowa

Piecyki łazienkowe i kuchenki gazowe



Piecyk gazowy

wa z 1895 roku z jenańskim kloszem. W kolejnej sali pokazano wydawnictwa z okresu międzywojennego oraz unikalne sprawozdania z działalności różnych gazowni polskich i zagranicznych. W dawnym warsztacie mechanicznym (kuźni) i magazynie węglowym znajdują się m.in. kuchnie i kuchenki gazowe, piece łazienkowe i grzewcze, bogata kolekcja lamp oświetleniowych, lodówki, lokówki, lutownice i żelazka gazowe. Pod wiatą zgromadzono ponad 500 gazomierzy domowych, przemysłowych i kontrolnych z 40 firm produkcyjnych, m.in. Kromschöder, Pintch, Elster, Rombach, Gazelan oraz gazomierze wrzutowe na żetony (wraz z żetonami) z Królewskiej Huty w Chorzowie. Na terenie muzeum podziwiać można także lokomotywę parową bezpłomieniową firmy Chemnitz z 1927 roku, odwadniacz zamykający żeliwny o przekroju 1200 mm oraz tarczę zegarową zbiornika 110 tys. m³ z Wrocławia.

Muzeum wyposażone jest w salę audiowizualną na 40 osób, przeznaczoną do wyświetlania filmów o tematyce gazowniczej. Mogą się w niej również odbywać konferencje, narady i inne spotkania. W sali audiowizualnej zlokalizowana jest także biblioteka, której księgozbiór stale się powiększa. Dla chętnych do dłuższego zwiedzania przygotowane są trzy pokoje gościnne (9 miejsc noclegowych) z łazienkami i kompletnie wyposażonymi aneksami kuchennymi. Rocznie muzeum zwiedza ok. 10 tys. osób. ■

Muzeum Gazownictwa
Paczków, ul. Pocztowa 6
tel. (77) 431 68 34
Zdjęcia ze zbiorów własnych

W Muzeum Gazownictwa w Paczkowie pokazano całą historię gazownictwa węglowego w Polsce.

Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Zabrze

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

Początki gazownictwa ziemnego w Polsce

Historia gazownictwa ziemnego w Polsce w dużej mierze związana jest z rejonem Podkarpacia, a szczególnie z rejonem tarnowskim.

Początki użytkowania gazu ziemnego na terenach Podkarpacia sięgają pierwszych lat XX stulecia. Gaz towarzyszący wydobyciu ropy naftowej początkowo uważany był za balast i odprowadzany do powietrza. Później zaczęto go stosować do celów grzewczych w pobliżu odwiertów, głównie do opalania kotłów wytwarzających parę technologiczną w rafineriach i innych obiektach uzdatniania ropy naftowej. W miarę rozwoju gazociągów gaz ziemny trafił do innych zakładów przemysłowych. Użytkowany był w piecach kuziennych, silnikach spalinowych i do ogrzewania pomieszczeń u odbiorców komunalno-bytowych. Użytkowanie gazu ziemnego na szerszą skalę rozpoczęło się wraz z ukończeniem budowy pierwszych (rok 1912) odcinków gazociągów przesyłowych.



Mimo że do roku 1916 brak jest statystyk wydobycia i zużycia gazu ziemnego, to jednak wiadomo, że rosło ono bardzo szybko. Przemysłowcy i ekonomiści zaczęli doceniać walory energetyczne gazu ziemnego, a podaż tego surowca zwiększyła się (nowe dowiercenia złóż ropno- i czysto gazowych). W tym samym roku na Podkarpaciu wybudowano pierwszy gazociąg wysokoprężny z kopalni Jaszczew do Rafinerii Nafty w Jedliczach (był to gazociąg prywatny i po przedłużeniu go do Krosna miał 11,6 km długości).

W II RP

W 1920 r. wybudowano pierwszą magistralę gazu ziemnego – gazociąg wysokoprężny o średnicy 250 mm, i długości 27 km z Niegłowic pod Jasłem do Rafinerii Nafty Glinik Mariampolski pod Gorlicami. Był to pierwszy gazociąg wysokoprężny gazu ziemnego, sfinansowany przez skarb państwa.

W następnym roku wybudowano dalsze trzy gazociągi o łącznej długości 19,6 km. Doprowadzały one

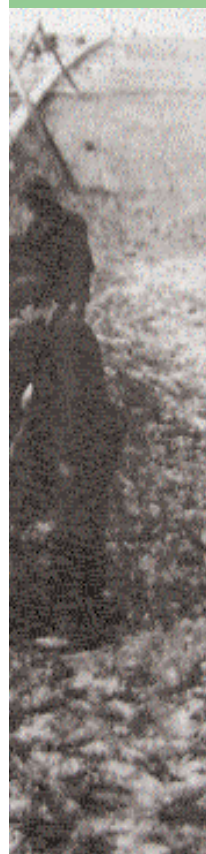
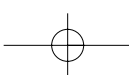
gaz ziemny z Krosna poprzez Łężany i Miejsce Piastowe do Iwonicza Zdroju. Od wszystkich gazociągów zbudowanych w latach 1916-1922 wziął swój początek pierwszy na Podkarpaciu system gazociągów gazu ziemnego o łącznej długości 68,2 km, rozciągający się od Gorlic po Iwonicz Zdrój. W 1927 r. we Lwowie ruszyła Państwowa Fabryka Olejów Mineralnych „Polmin”, zajmująca się m.in. wydobyciem, przesyłem i dystrybucją gazu ziemnego.

Ważną datą w historii tarnowskiego gazownictwa był rok 1933, kiedy firma „Polmin”, po rozwierceniu jednego ze złóż gazu ziemnego w Roztokach pod Jasłem i wstępnym oszacowaniu zasobów, zdecydowała o budowie 76-kilometrowego gazociągu wysokoprężnego o średnicy 250 mm, przepustowości 360 m³/h i ciśnieniu roboczym 2,5 MPa. Dał on początek gazyfikacji południowej Polski. Gazociągiem tym doprowadzony został gaz ziemny z kopalni Roztoki do Fabryki Związków Azotowych w Mościcach pod Tarnowem. Był to najdłuższy gazociąg z dotychczas budowanych i pozwolił na zastąpienie koksu (sprowadzanego ze Śląska) gazem ziemnym wysokometanowym, stosowanym w procesie wytwarzania gazu syntezowego, niezbędnego do produkcji amoniaku – surowca w produkcji nawozów sztucznych. Trasę gazociągu podzielono na cztery odcinki, z których każdy – co warto podkreślić – nadzorowany był przez innego inżyniera. Przebiegał on przez liczne terenowe przeszkody, dwukrotnie pokonywał potok Wątok w Tarnowie, rzekę Białą oraz rzekę Wiśłoka w Jaworzu pod Pilznem. Ostatnie przekroczenie zostało wykonane górą, nad lustrem wody i w stanie nie zmienionym eksploatowano go przez całe dziesięciolecie.

Przy budowie zastosowano rury stalowe bez szwu z końcówkami ukosowanymi, łączone poprzez spawanie gazowe. Jakość rur i prac spawalniczych oraz izolacyjnych kontrolowali pracownicy Mechanicznej Stacji Doświadczalnej Politechniki Lwowskiej. W Mościcach zainstalowano również gazoliniarnię absorbcyjną.

W 1934 roku, decyzją Rady Miasta, zaprzestano w Tarnowie produkcji gazu miejskiego, zlikwidowana została klasyczna gazownia. Dzięki doprowadzonemu ga-





zociągowi, już w 1937 roku, po podpisaniu umowy z firmą „Polmin”, Tarnów był pierwszym z miast Polski, korzystających z gazu ziemnego. W tym samym roku gazociąg przedłużono do wybudowanych w Niedomicach pod Tarnowem Zakładów Celulozy. Wybudowano gazociągi Dn 300, 250, 200, 150, o ciśnieniu roboczym 3,5 MPa z Roztok do Centralnego Okręgu Przemysłowego (Stalowej Woli, Mielca, Starachowic, Skarżyska Kamiennej). W 1942 roku gaz ziemny został doprowadzony do Krakowa, a po wojnie – na Śląsk.

OD PRZEDSIĘBIORSTWA DO SPÓŁKI

Powstały w 1944 roku w Rzeszowie Państwowy Urząd Naftowy powołał Zarząd Gazu w Jaśle (później Dyrekcja Gazowo-Energetyczna). Po 1945 r. dyrekcję przeniesiono do Tarnowa. W 1948 roku w Tarnowie utworzono przedsiębiorstwo państwowe pod nazwą „Gaz Ziemny”, które obsługiwało wszystkie gazociągi w kraju. W roku 1950 przedsiębiorstwo zmieniło nazwę na Zakłady Gazownictwa Okręgu Tarnowskiego.

W latach 1951-54 wdrożono zastosowanie gazu ziemnego do silników samochodowych. W całym kraju zbudowano 17 stacji sprężania gazu, w tym jedną w Tarnowie. Wobec małej rentowności (relacje cen na korzyść etyliny), zostały zlikwidowane na początku lat 70.

W latach 1948-67 przedsiębiorstwo „Gaz Ziemny” nadzorowało budowę gazociągów w Polsce, przesyłających gaz z kopalni Podkarpacia i importowany z Rosji na zachód i północ Polski. Należy podkreślić, że w latach 50. wybudowany został – jeden z pierwszych na świecie – podziemny magazyn gazu w wyeksploatowanym złożu Kopalni Roztoki. W południowej Polsce funkcjonują 4 podziemne magazyny gazu, wspomagające tarnowskie gazociągi w okresie zimowym. Wiąże się to z pokrywaniem nierównomierności zapotrzebowania na gaz w skali roku. W tym czasie również zostały wybudowane gazociągi związane z zagospodarowaniem gazu z odmetanowania kopalń w Rybnickim Okręgu Węglowym, których budowa była kontynuowana w dalszych latach w celu umożliwienia odbioru gazu z nowych kopalń węgla. Operatorem tych gazociągów były Zakłady Gazu Ziemnego w Tarnowie, w tych latach monopolista w zakresie rozprowadzania gazu ziemnego w Polsce.

W wyniku uchwały nr 200 z roku 1966 Komitetu Ekonomicznego Rady Ministrów, doszło do integracji gazownictwa ziemnego na Podkarpaciu. Wszystkie samodzielnie działające podmioty gazownicze podporządkowane zostały sześciu okręgowym zakładom gazownictwa. Wówczas powstał Tarnowski Okręgowy Zakład Gazownictwa, który w 1976 r. zmienił nazwę na KZG – Karpackie Zakłady Gazownictwa, a w 1982 r. Karpacki Okręgowy Zakład Gazownictwa wchodzący



w skład Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa w Warszawie.

W roku 1970 długość sieci przesyłowej gazu w Polsce wynosiła już 5411 km, w tym 2043 km na terenie działania Karpackiego Okręgowego Zakładu Gazownictwa. Ten okres charakteryzuje się dużą dynamiką rozwoju gazownictwa ziemnego. Nastąpiła rozbudowa sieci gazowej. Wzrosła liczba odbiorców. Wprowadzono nowoczesne rozwiązania techniczne. W 1971 roku w KOZG po raz pierwszy w kraju zastosowano przy budowie gazociągów niskiego ciśnienia rury z tworzyw sztucznych – PCW. Pierwszy tego typu gazociąg powstał przy ul. Cegielnianej w Tarnowie. Pracownicy KOZG byli również promotorami wykonywania przyłączy do czynnych gazociągów wysokoprężnych. Pierwsze takie podłączenie zastosowano w 1991 roku na gazociągu wysokoprężnym o średnicy 500 mm w Zgłobicach koło Tarnowa – za pomocą urządzeń i technologii Wiliamson. Zastosowanie tej technologii wpłynęło znacznie na zmniejszenie strat gazu.

W tym okresie powstał krajowy system gazociągów wysokoprężnych. Dynamicznie wzrosło zapotrzebowanie na gaz ziemny, mający zastosowanie jako nośnik energii m.in. w ciepłownictwie oraz w przemyśle szklarskim, ceramicznym i hutniczym, a także jako surowiec w przemyśle chemicznym. Przy współudziale samorządów lokalnych nastąpiła intensywna rozbudowa sieci dystrybucyjnej. Po przekształceniu PGNiG w 1996 roku w jednoosobową spółkę skarbu państwa nazwa przedsiębiorstwa w Tarnowie zmieniła nazwę na PGNiG SA – Oddział Karpacki Okręgowy Zakład Gazownictwa. W 2003 roku z PGNiG wyłoniono 6 spółek dystrybucyjnych w kraju, z czego jedna z nich – Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Tarnowie do dziś kontynuuje bogate tradycje swoich poprzedników. ■

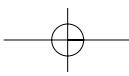
Literatura:

1. Praca zbiorowa – *Historia gazownictwa polskiego od połowy XIX wieku po rok 2000, 2002 r.*
2. K. Nycz – „80 lat gazownictwa ziemnego na Podkarpaciu” (w:) „I Małopolska Konferencja Energetyczna, 80 lat gazownictwa ziemnego w rozwoju polskiej gospodarki”, 2000 r.
3. B. Oleksy, J. Sozański – „80 lat wydobycia gazu ziemnego dla zasilania krajowego systemu przesyłowego” (w:) „80 lat gazownictwa ziemnego w rozwoju polskiej gospodarki”, 2000 r.

Karpacka Spółka Gazownictwa Spółka 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.ksg.pl, e-mail: ksg@ksg.pl

Użytkowanie gazu ziemnego na szerszą skalę rozpoczęło się wraz z ukończeniem budowy pierwszych odcinków gazociągów przesyłowych.



Nowa jakość



Rozmowa z **Michałem Szubskim**, prezesem Mazowieckiej Spółki Gazownictwa

Od kilku tygodni Polska jest członkiem Unii Europejskiej. Czy jest pan euroentuzjastą, czy może raczej sceptykiem?

Oczywiście, jestem euroentuzjastą. Nigdy nie czułem się człowiekiem spoza Europy. Zawsze uważałem, że Polska jest częścią tego kontynentu. Mamy zarówno swój kawałek historii tej części świata, jak i niebagatelny wkład w kulturę regionu. Zatem 2 maja nie zauważyłem jakiegokolwiek istotnej zmiany w postrzeganiu rzeczywistości. Byłem, jestem i mam nadzieję, że będę Europejczykiem. Uważam, że przystąpienie Polski do Unii Europejskiej jako organizacji międzynarodowej, być może w przyszłości nawet państwa federacyjnego, jest dla Polski szansą zaistnienia na rzeczywiście dużym, europejskim rynku.

Czy, według pana, przynależność Polski do unijnych struktur ma jakieś przełożenie na firmę?

Myślę, że ogromne. Gazownictwo stoi w obliczu bardzo poważnych i głębokich przemian. Już od dłuższego czasu stawiam publicznie tezę, że model funkcjonowania rynku gazu w Europie, a co za tym idzie – w Polsce, zmieni się diametralnie. Gazownictwo, do jakiego przyzwyczailiśmy się przez lata, odchodzi powolutku w niebyt. Zmienia się fundamentalny model prowadzenia działalności w sektorze gazowym, a to oznacza, że musi zmienić się zarówno organizacja, jak i funkcjonowanie firm gazowniczych.

Restrukturyzacja w całym gazownictwie trwa już dosyć długo, także w MSG. Na jakim etapie jest teraz w odniesieniu do modelu, o którym pan mówi?

Restrukturyzacja to bardzo szerokie pojęcie. Posługujemy się tym słowem, jak pewnego rodzaju wytrychem, określającym bardzo różne działania, może nawet nie zawsze do końca zgodne z jej definicją. Na potrzeby naszej rozmowy podzielmy ją na kilka fragmentów. Jednym z nich jest dostosowywanie firmy do dyrektywy Unii Europejskiej o wspólnym rynku gazu ziemnego. W tych ramach, razem z właścicielem i innymi spółkami gazowniczymi pracujemy nad modelem operatora systemu dystrybucyjnego, odpowiedzialnego za transport gazu sieciami rozdzielczymi na obszarze naszego działania.

Z drugiej strony, przygotowujemy się również do poprawy efektywności i skuteczności działania służb obrotu gazem, które w przyszłości będą musiały sprostać konkurencji. To z kolei wymusza wprowadzenie zmian także w pozostałych służbach, czyli ekonomiczno-finansowych,

administracyjnych, a wreszcie transportowych, tak aby ich kształt odpowiadał nowej rzeczywistości. Jeszcze innym fragmentem jest restrukturyzacja zatrudnienia. W ramach tego procesu, wspólnie z organizacjami związkowymi prowadzimy prace nad możliwością wydzielenia działalności, może nie już pomocniczych, ale usługowych, które mogą funkcjonować poza strukturą spółki, w celu uczynienia rynku usług gazowych. Chcielibyśmy, w jakimś sensie, odegrać rolę organizatora tego rynku, tak aby wszystkie zasady i reguły były przejrzyste i czytelne i nie budziły wątpliwości ani podejrzeń o zakulisowe sterowanie procesami czy pracami wykonawczymi. Zastanawiamy się także nad restrukturyzacją majątkowo-organizacyjną. Mam tu na myśli w szczególności liczbę placówek terenowych, wielkość obiektów kubaturowych itd., które są niezbędne do prowadzenia działalności. Wracając zatem do początku, powtarzam: restrukturyzacja niejedno ma imię.

Zmiany dla wielu pracowników wiążą się z terminem 1 lipca. Właśnie wtedy rozpocznie swoją działalność Operator Sieci Przesyłowej (OSP). Jednocześnie w myśl dyrektywy gazowej ruszy OSD. Jak pan sądzi, dlaczego te terminy są utożsamiane i jak daleko w MSG zaawansowane są prace w tym obszarze?

Tak jak już wcześniej wspominałem, współpraca w zakresie przygotowywania w spółce operatora sieci dystrybucyjnej toczy się pomiędzy sześcioma spółkami z grupy kapitałowej. Całość prac koordynuje PGNiG, jako właściciel tej grupy. Mamy pewien własny pogląd, jak powinien być zorganizowany i jakie funkcje powinien spełniać operator systemu dystrybucyjnego, aby wypełnić zalecenia dyrektywy gazowej. I tak jak pozostałe spółki będziemy gotowi 1 lipca, aby w obrębie Mazowieckiej Spółki Gazownictwa wydzielić niezależny oddział operatora systemu dystrybucyjnego, który będzie załącznikiem przyszłej samodzielnej organizacji operatorskiej.

Natomiast ja nie stawiałbym 1 lipca jako daty granicznej – coś ma się skończyć, coś zacząć.

Zmiany i restrukturyzacja, o których pan mówi, zmierzają zapewne również w kierunku poprawy konkurencyjności. Czy obawia się pan konkurencji w obszarze działania spółki?

Tak, obawiam się bowiem, że w niedalekiej przyszłości konkurencja pojawi się na polskim rynku gazu, a warunki funkcjonowania w tym obszarze diametralnie się zmienią. Dziś, żeby dostarczać gaz, nie trzeba budować gazociągu,

można ubiegać się o drogę transportu od operatora systemu dystrybucyjnego. Ale nie czekamy z założonymi rękami.

Czy nasz obrót przygotowany jest, by móc konkrować na przykład cenowo, jakością usług czy standardem obsługi?

Myślę, że tak, ale na pewno wymaga jeszcze wielu zmian, choćby zmniejszenia kosztów ponoszonych w tym obszarze. Na pewno czeka nas zbudowanie bardziej elastycznych struktur organizacyjnych. Natomiast bezdyskusyjnie jest, że dla większości klientów, szczególnie tych z grupy o mniejszym odbiorze paliwa gazowego, mamy ogromną zaletę w postaci marki, istniejącej już od 150 lat. Nie jesteśmy firmą znikąd. Dla większości klientów pewność i stabilność prowadzonej działalności to bardzo ważny argument. Z tego punktu widzenia mamy szansę się obronić.

Odrębnym obszarem konkurencji jest sfera dystrybucji i tu myślę, że jeszcze przez dość długi czas rzeczywista konkurencja, rozumiana jako alternatywne sieci, budowane przez inne firmy na naszym obszarze działania, nie będzie miała miejsca. Dlatego uważam, że nie powinniśmy budować nadmiernych barier dostępu do naszego systemu rozdzielczego, ponieważ mogłoby to mobilizować firmy trzecie do budowy własnych sieci. Na pewno należy policzyć, co będzie dla nas lepsze – świadczyć usługę transportu i zarabiać na nim, a w konsekwencji ponieść jakieś straty w działalności obrotowej, czy też „iść w zaparte”, ponosić koszty wykupu całej mocy naszego systemu rozdzielczego, a marzę kreować w obrocie. Na te wszystkie pytania odpowie nam rachunek ekonomiczny.

Konkurencyjność firmy to również jej narzędzia systemowe, wspomagające zarządzanie.

W firmie, oprócz tego, o czym już rozmawialiśmy, toczy się wiele innych projektów, których celem jest usprawnienie procesów naszego działania. Znaczna ich część dotyczy właśnie sfery informatyki. Informatyzacja pojmowana dotychczas w Polsce jako wyposażanie jednostek w sprzęt komputerowy, w następnym etapie w sieci, najpierw lokalne potem rozległe, była działalnością bardzo istotną, ale nie tak należy rozumieć rolę informatyzacji. Informatyzacja czy technologie informatyczne to przede wszystkim narzędzia, które pozwalają wykreować w firmie dodatkową wartość i poprawiają efektywność. Ponadto przyspieszają tempo jej funkcjonowania, a co za tym idzie – tempo obsługi klienta. Takim naszym sztandarowym przedsięwzięciem, które prowadzimy już od roku, jest projekt nowej aplikacji bilingowej. Mówiąc szerzej, jest to aplikacja klasy CRM, czyli system obsługi klienta. W tej chwili skupiliśmy się na kwestiach związanych z fakturowaniem i rozliczaniem klientów. W systemie tym rozliczamy już wszystkich klientów instytucjonalnych. W ciągu tego roku na tę nową platformę informatyczną będziemy przenosić również klientów indywidualnych. Innym projektem, nad którym pracujemy, jest analiza procesów biz-

nesowych w części eksploatacyjnej naszej firmy. I tylko dla przypomnienia dodam, że na początku 2000 roku taka analiza wykonana została dla służb handlowych, w tej chwili wykonujemy ją dla służb technicznych. Efektem końcowym będzie stworzenie wymagań funkcjonalnych dla systemu zarządzania majątkiem sieciowym. Na pewno dla nikogo w branży nie jest tajemnicą, że archiwa i informacje, dotyczące sieci oraz urządzeń na niej zlokalizowanych, są niepełne i niejednorodne. Zamiarem naszym jest stworzenie systemu, który po pierwsze zaewidencjonuje całą sieć gazową, po wtóre pozwoli na efektywne zarządzanie tym majątkiem i ryzykiem eksploatacyjnym.

Mówił pan o wdrażaniu procesów systemu CRM, ale prowadzicie także prace związane z aplikacją SAP.

Niedawno PGNiG poinformowało o rozpoczęciu procesu wdrażania oprogramowania *mySAP*. W tym przedsięwzięciu biorą udział Mazowiecka i Górnośląska Spółki Gazownictwa, jako spółki pilotażowe. Oprogramowanie to będzie stanowiło bardzo ważne ogniwo integrujące wdrażane przez nas obecnie aplikacje. Żaden bowiem system nie funkcjonuje w próżni i wszystkie powinny zmierzać do tego, aby powstało zintegrowane środowisko, w którym będą przetwarzane wszelkie informacje w firmie – ekonomiczne, handlowe i techniczne.

Z rzeczywistości wirtualnej przenieśmy się w rzeczywistość realną. Mazowiecka Spółka Gazownictwa zakończyła dużą inwestycję w Strykowie.

Rzeczywiście, w Strykowie, niedaleko Łodzi, a więc na terenie naszego działania, powstała bardzo duża inwestycja – Centrum Produkcyjno-Logistyczne słoweńskiej firmy LEK. Kiedy jesienią 2003 r. pojawił się taki partner, podjęliśmy niezwłocznie działania, żeby zgodnie z jego oczekiwaniami, wiosną tego roku dostarczyć tam gaz. Wielką satysfakcją sprawił nam fakt, iż do wszystkich procesów zarówno technologicznych, jak i grzewczych, jako paliwo wybrany został gaz ziemny. Jest to bardzo prestiżowa inwestycja na polskim rynku farmaceutycznym, ale również dla nas. Cieszymy się z zakończenia naszej części tej inwestycji, bowiem prace prowadzone przez MSG miały iście rekordowe tempo.

Dziękuję za rozmowę.

Rozmawiała **Małgorzata Ciemnołońska**

Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

ul. Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
tel. +48 (22) 691 79 01
faks +48 (22) 691 86 21
www.msgaz.pl

Na pewno czeka nas zbudowanie bardziej elastycznych struktur organizacyjnych.

Zespół opiekunów kluczowych klientów

Agata Orłowska

Biorąc pod uwagę szybkie zmiany w polskiej gospodarce, a co za tym idzie, zwiększenie konkurencji w sektorze energetycznym, zarząd Pomorskiej Spółki Gazownictwa w Gdańsku rozpoczął budowę zespołu handlowego. W związku z tym, od kwietnia br. trwają prace nad zorganizowaniem zespołu opiekunów kluczowych klientów. Zespół powołany będzie w celu maksymalizacji sprzedaży gazu, poprzez czynne zaspokajanie potrzeb klientów korporacyjnych oraz pozyskiwanie nowych odbiorców, ich utrzymanie oraz wyprzedzenie istniejącej i napływającej na nasz rynek konkurencji.

Do tej pory stworzono bazę danych klientów PSG oraz przeprowadzono wybór firm szkoleniowych z zakresu technik sprzedaży. Obecnie spływają zgłoszenia kandydatów na stanowiska opiekunów klientów kluczowych. Opiekunem powinna być osoba kreatywna i dynamiczna, przy tym odporna na stres, komunikatywna, rzetelna, powinien ją cechować optymizm i łatwość nawiązywania kontaktów z ludźmi. Ponieważ zadania, które stoją przed opiekunami są ambitne i ważne dla funkcjonowania całej organizacji, planowane są dla nich szkolenia z zakresu umiejętności sprzedaży i negocjacji handlowych.

Opiekunowie wyposażeni będą w zespół narzędzi umożliwiających realizację postawionych przed nimi zadań. Opiekun będzie musiał umieć zidentyfikować potrzeby klienta oraz dostosować do tych potrzeb ofertę handlową. Następnie przygotować i zawrzeć umowę o dostawę gazu. Opiekun powinien udzielać konsultacji w zakresie możliwości wykorzystania gazu jako nośnika energii, informować o nowych rozwiązaniach technologicznych, przygotowywać propozycje rozwiązań technologicznych optymalizujących zużycie gazu. Ponadto opiekun powinien prowadzić bazę danych, uzgodnienia przyłączenia klienta, wstępne negocjacje, sporządzać kalkulację opłat przyłączeniowych, współpracować z bankami, dostawcami urządzeń gazowych oraz komórkami organizacyjnymi spółki w zakresie maksymalnego zaspokajania potrzeb energetycznych klientów. Konieczna będzie również znajomość konkurencji na rynku oraz podejmowanie działań zmierzających do jej wyprzedzenia.

Wiceprezes PSG, **Andrzej Wielguszewski**, wraz z koordynatorem **Marcinem Jackowiakiem** i **Danielem Marciszem** z firmy Danmar, 18 i 19 maja odwiedzili wszystkie oddziały spółki. Wiceprezes zapoznał pracowników z ideą powstania zespołu obsługi klientów kluczowych, odpowiadał na pytania pracowników. Zadania stojące przed opiekunami są ambitne i na ambitne osoby czekamy. Dobór opiekunów zakończył się na początku czerwca, a od połowy miesiąca rozpoczną się właściwe szkolenia. Planowane są szkolenia w formie warsztatów, w zakresie obsługi klienta, technik sprzedaży oraz technik prezentacji. Następnie planowany jest blok szkoleń techniczno-ekonomicznych oraz szkolenie wraz z kadrą zarządzającą. Wszystkie szkolenia będą odbywały się cyklicznie.

Wiceprezes PSG, Andrzej Wielguszewski, podkreśla efekty, które Zespół Opiekunów Klientów Kluczowych, stworzony przez prezesów **Janusza Honkowicza** oraz **Jarosława Wróbla** przynosi Górnośląskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o.

Nowym opiekunom PSG życzymy powodzenia!!! ■



Rozmowa z **Andrzejem Wielguszewskim**, wiceprezesem Pomorskiej Spółki Gazownictwa

Objęcie przez pana funkcji wiceprezesa, a jednocześnie zastępcy dyrektora generalnego ds. handlu, wiąże się z przesunięciem kompetencji w całym zarządzie spółki. Jednocześnie jest to okres dużych zmian w gazownictwie. Proszę powiedzieć, jakie jeszcze zmiany czekają naszą firmę? Na jakich działaniach będzie koncentrować się dział handlowy?

Działania związane z budowaniem handlowej nogi spółki muszą mieć sprawny, logiczny i kontrolowany bieg: muszą mieć początek, środek i koniec. Na sprzedaż patrzę przez pryzmat budowania wartości firmy. Wszystkie firmy energetyczne dążą do wzrostu wartości bazy przychodowej, ale przede wszystkim do stworzenia czytelnych obszarów biznesowych i zarządzania ich rentownością. Równocześnie zdają sobie sprawę, iż nie mogą konkurować wszystkimi elementami oferty. Trzeba się zdecydować na wyróżnik. Na przykład, żeby konkurować ceną, trzeba być doskonałym liderem kosztowym. To są żelazne reguły rynku i niezbędne do pilnego podjęcia decyzje.

Przyjrzyjmy się sytuacji sektora dystrybucji w ostatnich latach. Z punktu widzenia interesu każdej spółki istotne są co najmniej dwa aspekty, tj. eksploatacja oraz handel. Ponieważ w aspekcie handlu gazem mieliśmy dotychczas monopol (a konkurencja dotyczyła głównie innych nośników niż gaz ziemny), można było się skoncentrować na kwestiach eksploatacyjnych. Stąd też, co oczywiste, gazownictwo nabrało charakteru technicznego. Obecnie wydzielenie OSP i sześciu oddziałów OSD spowoduje, że z dorobku technicznego będą w przyszłości korzystały spółki obrotu, mające bardzo silny charakter handlowy. I tu jest sedno sprawy. Jeżeli nie zmienią się regulacje UE, spółka dystrybucyjna będzie ewaluowała w kierunku spółki operatorskiej oraz spółki handlowej. Z tych powodów konieczne jest już dzisiaj wdrożenie programu aktywizacji klientów, wprowadzenie zarządzania marżą (pamiętając o działaniu, niestety, w sektorze regulowanym)

oraz wdrożenie zarządzania ryzykiem. Poprawy wymaga również zarządzanie procesem windykacji należności. Ponownej analizy wymaga program gazyfikacji obszarów nie zgazyfikowanych. Analizujemy nasze marze, równolegle wdrażamy pozostałe działania.

Skąd wzięła się decyzja o tak dużych zmianach w pana życiu? Czy to urok Gdańska wpłynął na decyzję, czy może możliwości rozwojowe firmy, a może jeszcze inne czynniki?

Uważam, że możliwość zachowania profesjonalnego obiektywizmu oraz kreatywności w jednym miejscu pracy, przez dłuższy okres, jest niemożliwa. Po długim czasie intensywnej pracy z przyjaciółmi z poszczególnych oddziałów PGNiG SA przesiąka się „spojrzeniem sektorowym” i w pewnym momencie trzeba coś przeciąć i się określić. Jeśli natomiast chodzi o kreatywność, to nadszedł moment, w którym przekształcenia w sektorze determinowane będą przez regulacje UE i przyszłe efekty funkcjonowania tych regulacji.

Silnie zaangażował się pan w tworzenie zespołu opiekunów klientów kluczowych.

Musimy swoimi działaniami wyprzedzić zmiany zachodzące na rynku, tym bardziej że konkurować będziemy z innymi spółkami handlowymi, działającymi i wchodzącymi na rynek. Do końca roku planuję powołać *team handlowy* Pomorskiej Spółki Gazownictwa. Wierzę w potencjał ludzki spółki i planuję znaleźć i wydobyć najbardziej wartościowych, z punktu widzenia handlu, pracowników. Rozpocząłem rekrutację wewnętrzną. Wychodzę z założenia, iż osoby którewiążą swoją przyszłość z handlem ułatwią mi to zadanie i nie będą chciały pozostać w ukryciu. Pracownicy spółki otrzymali mój list, w którym wyjaśniłem cele i zasady powołania zespołu handlowego. Kilka dni temu z osobami odpowiedzialnymi za ten projekt w spółce oraz odpowiednio przygotowaną prezentacją odwiedziłem każdy z oddziałów PSG. W trakcie spotkań wyjaśniałem kwestie związane z budową struktur handlowych, odpowiadając na pytania i wątpliwości. Muszę przyznać, iż spotkania w Gdańsku, Olsztynie i Bydgoszczy poka-

zały, jak bardzo potrzebne są bezpośrednie robocze i stałe kontakty członków zarządu z pracownikami oddziałów. Tym bardziej cieszy mnie dobry odbiór tych spotkań.

Z mojego doświadczenia wynika, że w naszym kraju ludzie byli dotychczas „zasobem ludzkim” służącym do tego, żeby spełniać wyznaczoną im rolę – w wielu wypadkach traktowanym jako zasób łatwy do zastąpienia. Ludziom nie odpowiada pełnienie roli narzędzia w rękach kierownictwa. Nie odpowiada im też to, że bardziej są znani z tytułu stanowisk niż z imienia i nazwiska. Mając taką świadomość, planuję znaleźć najlepszych pracowników, o największym potencjale, zainwestować w nich, wypuścić na rynek i bezpośrednio z nimi pracować. Zastanawiam się również nad stworzeniem Akademii Handlu Pomorskiej Spółki Gazownictwa, tym bardziej iż aktywnie na naszym terenie działa np. Gdańska Fundacja Kształcenia Menedżerów. Moi koledzy odpowiedzialni za handel w sektorze naftowym po okresie szkolenia swoich pracowników przez zewnętrznych trenerów doszli do etapu wykształcenia trenerów wewnętrznych, którzy w szczególności odpowiadają za „słabsze ogniwa handlowe” w spółce. Myślę, że szybko ich dogonimy, unikając jednocześnie ich błędów.

Czy firma będzie podejmować działania mające na celu pozyskanie funduszy unijnych?

Kwestię tę widzę w aspekcie pragmatycznym. Jako zarząd spółki postanowiliśmy zainwestować w pracowników tych gmin, na terenach których widzimy możliwość przeprowadzenia projektów gazyfikacyjnych. Co ważne, docelowym elementem szkolenia, w którym udział biorą również nasi pracownicy, jest przejście przez poszczególne elementy wniosku o przyznanie środków z funduszy unijnych. W naszym interesie jest, by pracownicy samorządowi byli dobrze wyszkoleni, z tego powodu uznaliśmy za

konieczne przyjęcie przez spółkę roli integratora w procesie pozyskiwania środków pomocowych. W efekcie korzyści przypadną obu stronom.

I kilka pytań, aby przybliżyć pana osobę czytelnikom. Co pan najbardziej ceni w ludziach?

Chyba kompetencje i pracowitość. W gospodarce rynkowej te cechy są szybko weryfikowane i przekładają się na efekty. Pozostałe kwestie są istotne, ale wtórne.

Największe marzenie?

Piękne marzenia zostawmy jako idee. Natomiast muszę przy takim pytaniu przyznać, iż z rzeczy, z których w ostatnim okresie czerpię dużą osobistą satysfakcję jest powołanie prof. Andrzeja Osiadacza na prezesa Operatora Systemu Przesyłowego. To doskonała decyzja, tym bardziej że zadanie jest w historii polskiego gazownictwa bez precedensu. Powstawanie spółek dystrybucyjnych było łatwiejsze (mieliśmy kilka podejść), tutaj nie ma jednego oddziału macierzystego i w sensie struktur jest to tworzenie organizacji od zera. Szczerze trzymam kciuki za powodzenie całego zespołu OSP.

Plany na przyszłość?

Nasze plany muszą wiązać się z rynkiem. Rynek nie ma przeciwników, ale rynek ma ofiary. Nasza firma, żeby się dynamicznie rozwijać, musi być rekapitalizowana – co najmniej co 3-5 lat, a jeżeli ma się rozwijać bardziej dynamicznie, to jeszcze częściej. Środki z zysku i amortyzacji nie wystarczą na rozwój. Mam nadzieję, że uda nam się namówić akcjonariusza na to, że warto w nas zainwestować. W końcu należymy do starej ekonomii.

Dziękuję za rozmowę i życzę pełnej realizacji planów.

Rożmawiała
Agata Orłowska

Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

ul. Wałowa 18, 80-858 Gdańsk
tel. +48 (58) 323 02 30,
faks +48 (58) 323 02 31
e-mail: sekretariat@psgaz.pl, www.psgaz.pl

Z punktu widzenia interesu każdej spółki istotne są co najmniej dwa aspekty, tj. eksploatacja oraz handel.

Mniej azotu, więcej metanu

Leszek Łuczak

Spośród wszystkich sześciu spółek dystrybucyjnych PGNiG, najwięcej gazu zaazotowanego (GZ-35) sprzedaje Wielkopolska Spółka Gazownictwa. Wynikają z tego różne problemy.

Po pierwsze – zagrożone jest bezpieczeństwo energetyczne w Wielkopolsce i na Zachodnim Pomorzu. Gaz zaazotowany pochodzi ze złóż krajowych. Złóż tych nie brakuje na Niżu Polskim, ich eksploatacja jest jednak zbyt mała w stosunku do potrzeb WSG. Zwiększenie wydobywania i wykorzystania gazu ze złóż wielkopolskich wymaga sporych nakładów inwestycyjnych w kopalnię i sieć przesyłową, a także w zakłady odazotowywania gazu. W okresach surowej zimy w ostatnich latach dostawy gazu GZ-35 były w niektórych rejonach działania WSG zbyt małe, zwłaszcza w pasie środkowego Wybrzeża i w aglomeracji poznańskiej. Ciśnienie gazu w niektóre dni spadało, zbliżając się do wartości, przy której trzeba gazociąg zamknąć.

Po drugie – gaz zaazotowany pogarsza ekonomię przesyłu. Balast niepotrzebnego azotu zajmuje ok. 30 proc. pojemności gazociągów. Gaz zaazotowany przesyła się poza tym pod niższym ciśnieniem niż gaz wysokometanowy, a więc jego przepływ jest wolniejszy. Wszystko to powoduje, że ten sam gazociąg, jeśli wprowadzi się do niego GZ-50, może zaspokoić większy popyt niż gdy przesyła się nim GZ-35.

Po trzecie – o wiele bardziej przyjazny środowisku naturalnemu jest gaz wysokometanowy. Związki chemiczne zawarte w gazie zaazotowanym, zwłaszcza związki siarki, powodują, że spalanie tego gazu powoduje emisję do atmosfery wielu szkodliwych produktów.

Po czwarte – sprzedaż gazu wysokometanowego jest o wiele bardziej opłacalna niż gazu zaazotowanego (inne regulacje cen i marż).

Wszystkie te czynniki spowodowały, że PGNiG wspólnie z Wielkopolską Spółką Gazownictwa postanowił z roku na rok wprowadzać coraz więcej do systemu gazociągów w Wielkopolsce i na zachodnim Pomorzu gazu wysokometanowego i w pewnych rejonach gazu zaazotowanego z niższym udziałem azotu (GZ – 41).

OPERACJA NA DUŻĄ SKALĘ

Przestawianie kolejnych rejonów na gaz wysokometanowy wymaga przeprowadzenia w bardzo

krótkim czasie skomplikowanej operacji przystosowania do nowego, bardziej kalorycznego gazu wszystkich urządzeń gazowych. Operacja taka wymaga zatrudnienia setek instalatorów i zakupu dziesiątek tysięcy palników, dysz, podzespołów, a w pewnych wypadkach całych urządzeń gazowych. Niezwykle ważna jest przy takiej akcji precyzyjna informacja dla odbiorców gazu i sprawny system komunikowania się z nimi.

W roku 2003 na nowy rodzaj gazu przeszło około 67 tysięcy klientów Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa – w paśmie od Okonka po Stęszew (zmiana z GZ-35 na GZ-50) i w znaczącej części dawnego województwa leszczyńskiego (zmiana z GZ-35 na GZ-41,5). Oddział Zakład Gazowniczy Poznań przeprowadził adaptację urządzeń gazowych u 48 tys. odbiorców, oddział Zakład Gazowniczy Koszalin – u 19 tys. Skalę i złożoność tego przedsięwzięcia obrazuje nie tylko liczba objętych nim odbiorców, ale także liczba i różnorodność urządzeń, które trzeba było przystosować do spalania innego rodzaju gazu. Przystawiono ok. 82 000 kuchenek gazowych, ok. 36 500 podgrzewaczy wody, ok. 35 000 kotłów gazowych, ok. 300 specjalistycznych urządzeń gastronomicznych i ok. 500 innych urządzeń (nagrzewnice powietrza, palniki laboratoryjne, promienniki itd.). Trzeba było kupić części do kuchenek pochodzących od 31 producentów, kotłów – od 15, podgrzewaczy wody – od 80. Adaptacja urządzeń niektórych marek była ze względów technicznych lub innych niemożliwa, czasem zakazywał tego producent (np. niektóre typy podgrzewaczy Termetu ze Świebodzic). Wówczas WSG musiała – w wypadku gospodarstw domowych na swój koszt – urządzenia te zastąpić nowymi.

Przystosowanie odbiorców przemysłowych do nowego rodzaju gazu też nie było wolne od różnych komplikacji. Na przykład w chodzieskim Porcelicie korzystano z urządzeń pochodzących z okresu przedwojennego. Urządzeń tych nie można było przestawić. W związku z tym Porcelit zobowiązał się do budowy nowego przemysłowego pieca gazowego. Inwestycji tej jednak nie zdążono zrealizować we wskazanym przez WSG terminie. Przystawienie rejonu Chodzieży na G-50 w tej sytuacji oznaczać mogło tylko jedno: wstrzymanie produkcji w fabryce porcelany. By do tego nie dopuścić, WSG postawiła na terenie tej fabryki stację doazotowania gazu wysokometanowego, która pracowała do czasu uruchomienia nowego pieca, spalającego GZ-50.



KROK PO KROKU

Akcja przestawiania odbiorców na gaz wysokometanowy zaczęła się od etapu inwentaryzacji. W każdym rejonie, w którym zaplanowano zmianę gazu, do wszystkich odbiorców w latach 2002-2003 dotarły ekipy dokonujące spisu powszechnego urządzeń gazowych (liczba, producent). Urządzenie spisane znakowane było specjalną zieloną nalepką. Kolejnym etapem było ustalenie dokładnego harmonogramu przestawiania. Następnie wyłoniono firmy, które na zlecenie WSG miały dokonać wymiany elementów urządzeń gazowych. Firmy te otrzymały spis urządzeń przeznaczonych do adaptacji, by mogły zgromadzić w odpowiednim czasie potrzebne elementy. Jednocześnie ruszyła kampania informacyjna dla odbiorców gazu. Przed startem akcji przestawiania zaczęły pracować telefoniczne punkty informacyjne dla klientów.

Wreszcie nastąpił etap najważniejszy – adaptacji urządzeń gazowych w poszczególnych rejonach. Założono, że wszystkie urządzenia zostaną zaadaptowane w dwa tygodnie od dnia wpuszczenia w sieć nowego rodzaju gazu. WSG chciała maksymalnie skrócić klientom czas, w którym mogli korzystać z gazu w bardzo ograniczonym zakresie (tylko z jednego palnika w kuchni). Z tego powodu przestawianie odbywało się w porze letniej, kiedy nie korzysta się z gazu do ogrzewania budynków.

Niestety, w niektórych rejonach okres adaptacji urządzeń u niewielkiej części klientów przedłużył się. Powody były różne. Nie do wszystkich dotarła informacja o przestawianiu gazu i wizytach instalatorów. Informację tę zakłady gazownicze przekazały poprzez komunikaty prasowe i ulotki, których doręczenie zlecono Poczcie Polskiej. Okazało się, że listonosze nie doręczyli części odbiorców tych ulotek. W efekcie ekipy monterskie nie zastawały czasem nikogo w domu, co skutkowało potem wyznaczaniem nowego, późniejszego terminu prac adaptacyjnych. W roku 2004 WSG postanowiła dostarczenie ulotek zlecić inkasentom. Inną przyczyną czasowego poślizgu było zbyt późne podjęcie przez zarząd PGNiG decyzji o przestawianiu. Skróciło to czas na przygotowanie akcji, co miało swoje konsekwencje na przykład w organizacji frontu robót i zaopatrzeniu w potrzebne części urządzeń gazowych. Na wymianę elementów długo musieli czekać na przykład użytkownicy urządzeń firm Chaffoteaux i Viessmann. Realizację złożonych u nich zamówień mogli wykonać dopiero po sierpniowych przerwach urlopowych. Były problemy także z klientami, którzy już po inwentaryzacji dokonali zmiany urządzeń gazowych i tego faktu nie zgłosili. Dla niektórych klientów okres dwóch tygodni ograniczonego korzystania z gazu był za długi, nie obyło się więc bez nerwowych interwencji. Nie do końca poprawnie działał też przepływ informacji między sztabami sterującymi firmami monterskimi a punktami informacji dla

klientów. W sumie jednak akcja przebiegła w Wielkopolsce sprawnie dzięki ogromnemu zaangażowaniu setek osób pracujących od rana do wieczora.

CZEKAJĄ NA DECYZJĘ

Zmiana rodzaju gazu to nie tylko trudna logistycznie operacja u dziesiątek tysięcy odbiorców. To także liczne roboty sieciowe – nadzór nad puszczaniem nowego rodzaju gazu w dany gazociąg, wymiana reduktorów, regulacja stacji II stopnia i stacji u konsumentów. Trzeba było też przygotować specjalne umowy z wielkimi odbiorcami i serwisantami ich urządzeń gazowych.

Z doświadczeń wyniesionych w latach ubiegłych, zwłaszcza z wielkiej akcji przestawiania w 2003 r., WSG i jej zakłady skorzystały, przygotowując podobne prace zaplanowane na rok 2004. W roku tym plan WSG przewiduje o wiele szerszy zakres prac – ma być przestawiany cały lewobrzeżny Poznań i miasto Luboń – w sumie ok. 140 000 odbiorców! Do tej operacji przygotowano się z jeszcze większą precyzją niż w roku poprzednim. Bardzo wcześnie przeprowadzono rozmowy z odbiorcami przemysłowymi z tego terenu, dokonano zmian w przekazie informacji dla małych i średnich odbiorców, opublikowano już szczegółowe harmonogramy, wyłoniono wykonawców, którzy zorganizowali ekipy 500 instalatorów, dokonano już części zakupów urządzeń gazowych i ich elementów. Operacja miała rozpocząć się 10 maja br. i trwać do 30 września br. Do dziś (31 maja) zarząd PGNiG nie podjął jednak ostatecznej uchwały w sprawie przestawienia na GZ-50 części Poznania i Lubonia. W tej sytuacji przygotowaną już dużym nakładem pracy i środków operację Wielkopolska Spółka Gazownictwa musiała zawiesić. W dniu oddawania tego tekstu do druku nie było wiadomo, czy w ogóle dojdzie do ujętej w tegorocznym planie operacji wprowadzenia gazu wysokometanowego do sieci w lewobrzeżnym Poznaniu i Luboniu, a jeśli dojdzie – to w jakim zakresie. Wykonawcy i odbiorcy czekają na decyzję. ■

Zwiększenie wydobywania i wykorzystania gazu ze złóż wielkopolskich wymaga sporych nakładów inwestycyjnych w kopalnie i sieć przesyłową, a także w zakłady odzotowywania gazu.

Wielkopolska Spółka Gazownictwa

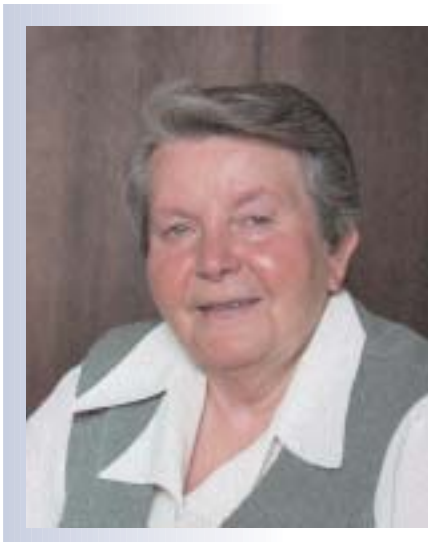
Sp. z o.o.

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, www.wsgaz.pl



Pierwsza dama Bogusia...

Irena Dryll

Na pożegnanie dostała album z dedykacją: – Pierwszej damie polskiego gazownictwa z wyrazami głębokiej wdzięczności, najwyższego szacunku i odwzajemnionej miłości – koleżanki i koledzy z MOZG i całego PGNiG (...)

Nikt bardziej od inż. **Bogumiły Nawrockiej-Fuchs**, bo o niej tu mowa, nie zasłużył na to określenie. Z jej życiorysu, osoby związanej od pół wieku z polskim gazownictwem, mógłby powstać pasjonujący „produkcyjniak”. O tym, jak pięła się po szczeblach, awansując jakby mimochodem, między jednym a drugim przydzielonym jej zadaniem, o tym, jak forsowała wraz z innymi ludźmi z branży ich wizję polskiego gazownictwa, o tym, jak uznała, że czas odejść (w lipcu mija piąta rocznica tej decyzji) i to wówczas, gdy znalazła się na najwyższym, dyrektorskim stanowisku w firmie, w której zaczynała swą karierę. Chodzi o warszawską gazownię, oficjalnie Mazowiecki Okręgowy Zakład Gazownictwa.

Inż. Nawrocka pojawiła się w gazowni z nakazu pracy, jako absolwentka Wydziału Chemii Politechniki Wrocławskiej, ze specjalizacją: chemiczna przeróbka węgla – technologia koksownictwa i gazownictwa. Miała 24 lata, krótkie włosy, wydłużoną spódnicę. Wielkopolanka z urodzenia, wychowana w patriotycznym polskim domu i atmosferze pracy od podstaw, tryskała energią i chęcią pokazania, co potrafi. Na chemię namówiła ją profesorka z liceum, bo miała u niej piątki, „na węgiel” poszła z przypadku – nie dostała się na „masy plastyczne”, ówczesny hit, bo wszyscy się tam pchali. Przez pół roku była na praktyce właśnie w gazowni warszawskiej, praktykantów goniło się do pracy, a nie – jak dziś – odstawiało na bok; popatrzcie sobie. Poznała ludzi i technologie, zebrała materiał do pracy dyplomowej: prowadzenie ruchu w piecowni Glowerwest. Wybudowała ją dla gazowni war-

szawskiej w 1930 r. (a był to akurat nomen omen, rok urodzenia pani inżynier) angielska firma o tej nazwie. Piecownia – urządzenie jedno z trzech, jakie istniały na kontynencie europejskim, była na owe czasy bardzo nowoczesna, a praca studentki Nawrockiej bardzo się spodobała. Już wcześniej, po praktyce, dyrektor gazowni **Florian Głogowiec** zaproponował przyszłej pani inżynier, aby przeniosła się z Wrocławia do Warszawy, przydział obiecał załatwić. Wówczas absolwentów przydziałał zakładom specjalny komisarz i trzeba było mieć tzw. chody, aby wylądować po studiach tam, gdzie się chciało. – *Ma pani tę swoją gazownię* – powiedział komisarz wręczając jej nakaz. I miała, przez 47 lat. Przez blisko 45 pełniła różne kierownicze funkcje, po przejściu na emeryturę jeszcze przez dwa lata była doradcą, na pół etatu.

Zaczynała od stanowiska asystenta szefa produkcji, po pół roku została kierownikiem generatorowni Skoda, zabrakło tam szefa, rządziło trzech brygadzystów, każdy na swoją modłę. Jak tylko udało się jej sytuację opanować, dorzuciono coś jeszcze: została inspektorem nadzoru nad częścią technologiczną generatorowni dwugazu, dużej jednostki produkcyjnej, budowanej przez kilka lat wraz z austriacką firmą Viaga z Wiednia. Generatorownia miała poważnie zwiększyć – i zwiększyła – możliwości produkcyjne gazowni, a pani inżynier doszlifowała dzięki Austriakom swój szkolny niemiecki i opanowała język techniczny.

Po uruchomieniu nowej jednostki właśnie jej powierzono kierownictwo, miała więc już dwie generatorownie – starą i nową. A w kilka lat później, kiedy

została szefem produkcji, podlegały jej wszystkie jednostki produkcyjne, cała aparatorownia, zbiorniki i inne urządzenia, to, co w języku techników określa się mianem „ruch”.

W latach 60. była pierwszą w Polsce kobietą, która odważyła się pracować w produkcji gazu, właśnie „w ruchu”. Nie pociągała jej praca koncepcyjna i analityczno-techniczna, praca przy biurku.

Teoria i praktyka to są dwie różne rzeczy, a inżynier, który chce być „ruchowcem”, musi naprawdę się przyłożyć, zapoznać w szczegółach z tym, co trzeba robić, aby jakieś urządzenie technologiczne mogło prawidłowo funkcjonować.

- *No, i mnie się to udało, a pomógł mi mój przyszły mąż, Karol Fuchs, który pracował w produkcji* – wspomina pani inżynier. – *On pomógł mi opanować praktykę, a ja jemu – teorię: robił dyplom inżyniera na studiach wieczorowych. Kiedy skończył, w produkcji było już inżynierów dwoje – ona i on, i łatwiej rozwiązywało się ten i ów problem. Ale odkąd się pobrali, przybyły problemy innej natury. – Jako szef produkcji pilnowałam, aby mąż – podwładny, nie dostał grosza więcej od kogoś innego na równorzędnym stanowisku. Mąż mówił: – Bo ty zawsze dla mnie skąpisz. Odpowiadałam: tak, skąpię, żeby nie gadali...*

Przestali gadać, jak przeszła na inny odcinek: w związku z przestawieniem Warszawy na gaz ziemny i koniecznością przebudowy sieci, podłączania odbiorców itp. powstał Samodzielny Oddział Wykonawstwa Inwestycyjnego SOWI. Była z dyr. Chmielewskim współorganizatorem zakładu, a po jego po-

wstaniu dyrektorem technicznym. Gazyfikowanie Warszawy i Polski gazem ziemnym, o czym fachowcy świetnie wiedzą, było dla całego kraju, a zwłaszcza ludzi z branży wielkim wyzwaniem, wręcz rewolucją. Wymagało olbrzymich nakładów finansowych, ogromnej pracy i czasu. Program gazyfikacji rozpoczęty w połowie lat 60. zakończono w 1993 r. – wówczas została wyłączona ostatnia duża gazownia w Świnoujściu.

- *Tę gigantyczną operację wszyscy chcieli realizować, od rządu poczynając, na szarych pracownikach gazowniczej branży, kończąc. Także się to udało – uważa inż. Nawrocka. Jej zdaniem, dzięki tzw. scaleniu gazownictwa w latach 1967-1969, przejściu 250 gazowni przez nowo powstałe zjednoczenie najpierw gazownictwa, a potem górnictwa naftowego i gazownictwa, można było prowadzić spójną i jednolitą politykę rozwoju, niezbędną dla realizacji programu. A opracowywali go w ramach pracy społecznej (... nie mieliśmy za to płacone) członkowie specjalnego zespołu, powołanego przez Polskie Zrzeszenie Inżynierów i Techników Sanitarnych. – Zapaleńcy – mówi krótko pani inżynier. – Siadaliśmy, każdy przygotowywał już wcześniej jakiś fragment programu, przedstawiał swoją koncepcję – jak to ma być. Rozmawialiśmy, kłóciliśmy się i dyskutowaliśmy godzinami. I tak ten program powstawał.*

Inż. Nawrocka-Fuchs była jego współtwórcą i zarazem, w pewnym sensie, ofiarą. Decyzja o przestawieniu na gaz ziemny oznaczała stopniowe, w ciągu kilku lat, wyłączanie z ruchu wszystkich jednostek, które – jak mówi – regulowała, obsługiwała, odnawiała, remontowała, słowem – hołubiła. – *Wszystko to, co w pierwszym okresie działalności zostało – z moim osobistym udziałem – stworzone, trzeba było „odstawić”, tak to się określa. I zlikwidować. Ostatnie urządzenie wyłączyliśmy z ruchu w 1978 r. Od tego momentu Warszawa i okolice mają gaz ziemny, inne miasta doczekały się tego nieco później.*

O skali zmian świadczy fakt, że w okresie zawodowej działalności inż. Nawrockiej, liczba odbiorców gazu w Warszawie wzrosła ponad trzykrotnie, a w Polsce ponad dwukrotnie.

Jedno się nie zmieniło: poczucie misji. – *Od kiedy przyszedłam do gazowni –*

wspomina pani inżynier – nigdy nie słyszałam słowa „praca”, słyszałam słowo „służba”. Jestem na służbie, mówili pracownicy, w aparatuwni, przy sprzężarkach, obsłudze pieca itp. itd.

Właśnie ta praca „z misją” dawała jej wiele satysfakcji, zwłaszcza jak trzeba było i można było poradzić sobie z jakąś awarią. – *Wtedy nie było tak, że na wszystko są instrukcje. Te instrukcje myślimy sami opracowywali, często w biegu: projektowaliśmy dosłownie na kolanie, albo rysowało się coś na ścianach. Mówiłam mechanikowi, słuchaj – zrób to tak i tak, on robił, włożyliśmy „to coś” i to grało. Trzeba się było spieszyć, aby usunąć awarię, nie było czasu na medytację.*

Jak np. wówczas, gdy w końcówce lat 60. doszło do awarii elektrofiltrów. – *Biorę kapotę i jadę, awaria jest poważna, pękł izolator, a elektrofiltry pracowa-*

Praca „z misją” dawała jej wiele satysfakcji, zwłaszcza jak trzeba było i można było poradzić sobie z jakąś awarią.

ły w napięciu czterdziestu tysięcy volt. Zanim go przywieźli od wytwórcy (na szczęście – miał go), zanim zrobiliśmy wszystko, co w takich okolicznościach trzeba wykonać i uruchomiliśmy urządzenie, to okazało się, że jest już 1 stycznia. Sylwester nam przeleciał – nawet nie wiedzieliśmy kiedy.

Przeleciały też lata pracy, niewolne od innego typu stresów – kierowniczych i nazwijmy je tak, dla uproszczenia, branżowych; wszystko się zmieniło jeszcze przed transformacją, w latach 80. po wejściu w życie ustawy o p.p. Zaczęliśmy budować kapitalizm, inżynier Nawrocka jako dyrektor ds. technicznych gazowni (od 1978 r.), a następnie od 1990 do połowy 1999 r. jako dyrektor naczelny MOZG. Mówiąc pół żartem, pół serio, awarie ustąpiły miejsca emocjom związanym z otwieraniem nowych obiektów, przecinaniem wstęgi, debatowaniem – i z szefami z branży i ze związkowcami. – Jak dyrektorowałam, przecinałam coś, gdzieś, prawie co roku – mówi.

Debatowano natomiast bez zdjęć i jupiterów: jak restrukturyzować gazownictwo. Z braku miejsca pominiemy merytoryczne problemy, wspominając jedynie atmosferę. Dyrektorzy okręgów

z całej Polski uważali ówczesną szefową warszawskiej gazowni za autorytet: – *Bogusia, ty idź tam do nich, pogadaj, będziemy z tobą zgodni* – mówili wysyłając ją, a to na rozmowy „z górą”, a to „z dołem” – pracownikami i związkami. – *Staraliśmy się przede wszystkim chronić ludzi, bo fachowcy w tej firmie są najwyższym dobrem* – uważa pani inżynier. Pierwszy etap restrukturyzacji przeszedł łagodnie.

Następne toczą się już bez jej udziału. Zakomunikowała, że chce przejść na emeryturę. – *Uznałam, że i z uwagi na mój wiek i z uwagi na to, co ma się stać w gazownictwie, ja już się tutaj nie nadaję. Byłam zarażona inną wizją jego rozwoju i to w człowieku siedzi, scalałam, a tu trzeba szatkować... Patrząc wstecz, na to, czego dokonałam, myślę jednak, że nie ma się czego wstydzić.*

Z pozycji obserwatora w całym wachlarzu dokonań najważniejszy wydaje się jej – szefowej od zarania – stosunek do ludzi. – *Wszystkich trzeba traktować jednakowo, nikogo nie trzeba za bardzo lubić, ani wyróżniać. Ale w każdym pracowniku próbować znaleźć tę jego dobrą stronę. Bo nie ma ludzi w gruncie rzeczy, w całości złych, w każdym niemal jest coś dobrego i coś złego.*

Pierwsza dama odeszła jak dama, a żegnało ją z płaczem i uśmiechem ponad 200 ludzi branży, zjechali z całej Polski. Kwiatów było tyle, że dała je do kosciola.

Była pani dyrektor z gazownictwem nie zerwała: od roku jest prezesem PZITS, wcześniej przez kilkanaście lat była wiceprezesem ds. gazownictwa. Stowarzyszeniowa, szeroka działalność (sympozja, zjazdy, informacja (...)) bo – jak mówi – ludzie nie lubią nie wiedzieć – to jej jedno hobby. Drugie to domek pod Warszawą. Drzewa, krzewy, kwiaty, ale i marchewka i pietruszka Jeździ tam siedmioletnim oplem astrą. Choć ma kochających bliskich, najbliższego – męża, niestety już dość dawno zabrakło. – *Od tego czasu sama tłukę się po świecie.* ■

HISTORIA

Rok Ignacego Łukasiewicza

150 lat przemysłu naftowego

Jacek Munia

Obchody roku Ignacego Łukasiewicza wyznaczały dwa wydarzenia, które zapoczątkowały rozwój przemysłu naftowego. Były to: skonstruowanie lampy naftowej, którą w 1853 roku oświetlono salę operacyjną w lwowskim szpitalu na Łyczakowie, oraz utworzenie w 1854 roku kopalni ropy w Bóbrce.

Dlaczego lampa naftowa i kopalnia w Bóbrce są tak ważne dla tego przemysłu? Odpowiadając na to pytanie trzeba pamiętać, że w ówczesnych czasach, zarówno w środowisku naukowym, jak i gospodarczym panowała opinia, że olej skalny znaczenia gospodarczego miał nie będzie z dwu za-

w 1852 roku do Berlina. Tam naukowcy powiedzieli mu, że jest to olej skalny i innego sposobu wykorzystania, od dotychczas znanych, miał nie będzie.

Tak więc skonstruowanie i zapalenie lampy naftowej, dającej jasne światło sprawiło, że przed olejem skalnym otworzyły się nowe perspektywy. Zainteresowanie tym wynalazkiem było duże. To nowe światło zaczęło służyć ludziom nie tylko w domach, ale rozjaśniać miało ulice miast, szpitale, hale fabryczne i sklepy. Duże zapotrzebowanie zgłaszała kolej.

Ten duży popyt nie mógł być w tym czasie zaspokojony. Problemem były niewystarczające ilości ropy. Prymitywne metody poszukiwania oleju skalnego nie pozwoliły na kontynuowanie badań i Ignacy Łukasiewicz przeniósł się ze Lwowa do Gorlic. Tutaj znalazł go Tytus Trzeciecki, właściciel ziemski z Miejsca Piastowego. Przywiózł on próbki ropy z wycieków w bobrzeckim lesie.

W 1854 roku w Bóbrce rozpoczęto poszukiwania ropy naftowej. Zgodnie z przyjętym planem, wynikającym z ówczesnej wiedzy geologicznej, zaczęto kopać studnie. Głębiono je do 60 stóp i cembrowano. Początkowo kopalnia w Bóbrce rozwijała się niemrawo. Dopiero 6 lat później, gdy wprowadzono wiercenia i zaczęto pogłębiać kopankę Wojciech, uzyskano silny przypływ ropy. Ocenia się, że wydobyte z tego obiektu wzrosło do 5 ton dziennie. Po tym wydarzeniu kopalnia w Bóbrce zaczęła się dynamicznie rozwijać. Trzeba było aż sześciu lat, by udowodnić, że ropa naftowa w złożach jest. Trzeba tylko umiejętnie prowadzić poszukiwania. Ten sukces byłby niemożliwy bez odwagi, uporu i wiedzy Ignacego Łukasiewicza. W ten sposób zostały spełnione wszystkie warunki, by powstała nowa gałąź przemysłu – przemysł naftowy. Jego pionierem został człowiek wielkiego serca i umysłu, Ignacy Łukasiewicz.



TROCHĘ HISTORII

Ropa naftowa i gaz ziemny znane były w świecie od niepamiętnych czasów. Najczęściej występowały one w rejonie naturalnych wycieków, czyli tam, gdzie skały górotwórcze ze skumulowanymi węglowodorami wychodziły na powierzchnię ziemi.

Przypadkowe zapalenia się gazu ziemnego były zjawiskiem niepojętym przez ludzi starożytności. Nadawano mu więc charakter nadprzyrodzony, wręcz boski. Czczono więc te wieczne ognie, wznosząc wokół nich świątynie. Tak było np. na półwyspie Apszerońskim (zachodnie wybrzeże Morza Kaspijskiego). Tutaj w wybudowanej świątyni rozprowadzono kanałami gaz w wiele miejsc, co potęgowało nastrój grozy.

Wybudowano też tutaj rodzaj latarni morskiej dla statków znajdujących się u wybrzeży tego półwyspu. Wiele trudności stanowiło ujęcie gazu i ewentualny jego przesył. Dlatego w okolicach Baku, w Iraku, Indiach, Birmie i na wyspie Borneo wykorzystywano to ciepło w miejscu jego występowania. Służyło ono nie tylko do gotowania i ogrzewania, ale np.



sadniczych powodów. Po pierwsze, jego zastosowanie jest niewielkie, a po drugie, nie występuje w większych ilościach. Doświadczył tego Karol Klobassa ze Zręcina, właściciel lasu w Bóbrce, w którym znajdowały się naturalne wycieki ropy. Zebrane próbki tego surowca zawiózł

do wypalania wapieni. Uważa się, że pierwszymi ludźmi, którzy zaczęli przesyłać gaz byli Chińczycy. Do tego celu użyli żerdzi bambusowych.

Znacznie mniej wzmianek mamy o naturalnych wyciekach gazu na ziemiach polskich. Zauważył je wspomniany już Stefan Falimierz. Natomiast lekarz gdański Conrad Archiar w wydawnictwie Acta Eruditorum z 1684 roku opisuje pożar wycieku gazu w okolicach Krosna. Znany i opisany dość szeroko jest przypadek wypływu gazu ziemnego ze szczelin piaskowca w Iwoniczu Zdroju. W połowie góry Przedziwnej znajduje się źródło solanki, przez którą przedostaje się gaz, wydając charakterystyczny odgłos bełkotania. Nazwano je więc Bełkotką. Szukali i szukają tu nadal ukojenia kuracjusze, a natchnienia pisarze, poeci i malarze.

Do 1916 roku wiadomości o wydobywaniu i wykorzystywaniu gazu ziemnego są skąpe i mają fragmentaryczny charakter. Do tego czasu gaz pochodzący z separacji ropy wykorzystywany był do opalania kotłów i pieców kuziennych, a nadmiar spalano w pochodniach.

Pierwszy odwiert ze złoże gazu wykonano w Białkowie w 1912 roku. Całe złoże rozwiercono dopiero po 1917 r. W tym samym czasie odkryto złoże gazu w okolicy Kałusza i w Daszawie koło Stryja. Jednak na ich zagospodarowanie trzeba było jeszcze trochę poczekać.

PIERWSZE GAZOCIĄGI

Pierwszy gazociąg w tzw. wschodnim zagłębiu naftowym, wybudowany przez inż. Mariana Wieleżyńskiego w 1912 roku o długości 700 m, przesyłał gaz z kopalni Klaudiusz do mostu na Tyśmienicy w Borysławiu. Warto wspomnieć, że na pozwolenie, wówczas zwane reskryptem, czekano 5 lat. Parę miesięcy później, w tym samym roku, wybudowano dwa następne gazociągi. Pierwszy, o długości 12 km, z Borysławia do rafinerii w Drohobyczu miał średnicę 175 mm. Inwestorem była firma Galicja. Drugi zaś, na tej samej trasie, miał średnicę 225 mm i dostarczał gaz do tzw. odbenzyniarni w Drohobyczu, należącej do PGZ w Wiedniu. Na tym gazociągu wybudowana została pierwsza tłocznia. Zainstalowane tam zostały dwustopniowe sprę-



żarki napędzane maszynami parowymi. Ciśnienie robocze w tym gazociągu wynosiło 0,2-0,3 MPa.

Pierwszym gazociągiem przesyłowym, wychodzącym poza obręb wschodniego zagłębia naftowego był rurociąg ze Stryja do Lwowa o długości 82 km i średnicy 175 mm. W tym rejonie w latach 1912-1938 wybudowano 11 odcinków gazociągów wysokopiętnych o łącznej długości 293,7 km.

Również w zachodnim zagłębiu naftowym trwały prace związane z zagospodarowaniem gazu. Bodźcem do tych działań było odkrycie złóż gazu Roztoki-Sądkowa-Dobrucowa. Do 1917 r. odkryto złoże gazu w Jaszczwi, Winnicy, Białkowie, Brzeźowce i Męcince. W 1916 r. połączono kopalnię Jaszczew z rafinerią w Jedliczu. Długość tego gazociągu wynosiła 6 km. Gazociąg ten został przedłużony do Krosna do rafinerii S. Stawiarskiego i liczył wtedy 11,6 km.

W 1919 roku firma Gartenberg i Schreier buduje gazociąg do Jasła, do rafinerii w Niegłowicach. W latach 1932-1933 powstaje ciekawa koncepcja budowy gazociągu z Sobniowa-Roztok do Państwowej Fabryki Związków Azotowych w Mościcach. Prace rozpoczęto w sierpniu 1933 roku, a w sylwestra tego samego roku inwestycja ta gotowa była do próby ciśnienia. Cztery lata później gazociąg ten przedłużono do Niedomic, gdzie znajdowała się fabryka celulozy. W sumie długość tej inwestycji wynosiła 88 km.

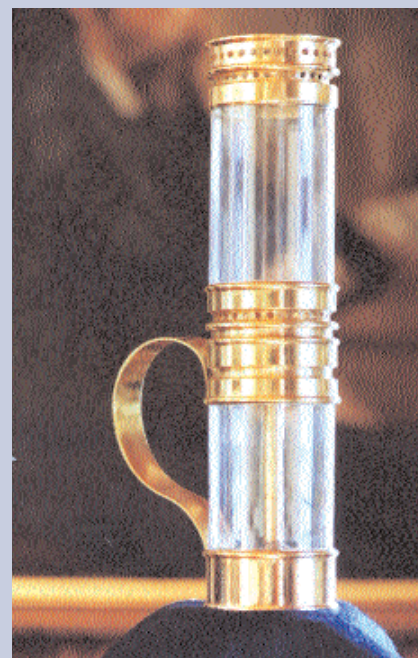
W 1937 roku rozpoczęto budowę najdłuższego gazociągu, liczącego 180,6 km, z Roztok przez Sędziszów i Komorów do Lubienia. Inwestycja ta związana była z budową tzw. Centralnego Okręgu Przemysłowego. Gaz miał być dostarczany do zakładów przemysłowych o strategicznym zna-



czeniu, zlokalizowanych w widłach trzech rzek: Wisły, Sanu i Dunajca. Przy realizacji tego zadania pobite zostały wszelkie rekordy. Budowa, którą rozpoczęto w maju 1937 r., zakończona została w końcu listopada tego samego roku.

* * *

Mimo wspaniałej historii przemysłu naftowego i gazowniczego jesteśmy krajem, który musi importować te surowce. Dlatego pamięć o tamtych czasach powinna być dla nas powodem do



dumy. Jesteśmy przecież kontynuatorami tych wspaniałych, pionierskich osiągnięć naszych przodków. Na koniec przytoczę słowa historyka, Kazimierza Wóycickiego: „Starej przeszłości nie należy mieć w poniewierce, bo kto poniewiera swoją przeszłością – nie może budować pomyślnej przyszłości. ■

Warszawa, dn. 7.05.2004 r.
 Redakcja „Przeglądu Gazowniczego”
 Redaktor Naczelny **Adam Cymer**
 ul. Piękna 24/26, 00-549 Warszawa

Szanowny Panie redaktorze

Z prawdziwym zainteresowaniem zapoznałem się wraz z moimi współpracownikami z pierwszym numerem czasopisma „Przegląd Gazowniczy”. Szczególne zainteresowanie wzbudził anonsowany na okładce numeru artykuł pióra Krzysztofa Fronczaka pt. „Kosztowne mnożenie bytów”. W związku z treścią tegoż artykułu pozwalam sobie zgłosić uwagi natury zarówno technicznej, jak i prawnej, a także historycznej i byłbym wdzięczny za zamieszczenie ich na łamach „Przeglądu Gazowniczego”, zgodnie z zasadami prawa prasowego i prawa do repliki i wyjaśnienia.

Wniosek o objęcie obowiązkowym dozorem technicznym rurociągów przesyłowych i technologicznych został zgłoszony na przełomie lat 1991/1992 do Urzędu Rady Ministrów przez ówczesnego ministra przemysłu i handlu. Wnioskodawca, postulując odpowiednią nowelizację rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie dozoru technicznego, będącego aktem wykonawczym ustawy o dozore technicznym, opierał się na ścisłej interpretacji art. 4 tejże ustawy.

Proces legislacyjny wspomnianego wniosku ministra przemysłu i handlu (nie Urzędu Dozoru Technicznego), ze względu na częste zmiany rządów i inne zawirowania polityczne, trwał ponad 10 lat, z tym że tekst rozporządzenia Rady Ministrów, który wszedł w życie 1 lipca 2001 r., pozostawał niezmienny od lata roku 1992. W trakcie tego procesu, i w tak długim okresie, wszystkie zainteresowane strony zapoznawały się z treścią nowego rozporządzenia Rady Ministrów, a zgłoszone przez nie uwagi zostały przez prawodawcę uwzględnione, wobec czego nikt nie powinien używać argumentu o jakimkolwiek zaskakiwaniu kogokolwiek jego treścią.

Rurociągi przesyłowe i technologiczne, w części stanowiącej urządzenie techniczne, w rozumieniu przepisów o dozore technicznym – art. 4 pkt 1 ustawy z 21 grudnia 2000 r. o dozore technicznym (Dz. U. nr 122 poz. 1321 z późn. zm.) – są zatem objęte dozore technicznym od ponad 2 lat. W okresie obowiązywania przepisu ponad 130 firm wytwarzających, naprawiających lub modernizujących rurociągi przesyłowe, w znakomitej większości rurociągi przesyłowe gazu ziemnego, uzyskało wymagane prawem uprawnienie. W trakcie procesu uprawniania jest ok. 20 firm.

Urząd Dozoru Technicznego uzgodnił także zasady współpracy z większością spółek gazowniczych, pełniących funkcje eksploatacyjne i operatorskie nad gazociągami. Jak najlepiej układa się także współpraca UDT z inwestorami i wykonawcami największych w obecnym czasie inwestycji przesyłowych, jakimi są budowa nowych tłoczni Jamał-Europa oraz III nitka rurociągu „Przyjaźń”.

Obecnie dozór techniczny nad rurociągami przesyłowymi odbywa się na warunkach technicznych, każdorazowo uzgadnianych w trybie art. 8 ust. 6 usta-

wy o dozore technicznym. Stanowi to pewien dyskomfort dla obydwu stron. Właściwe byłoby zakończenie uzgodnień w odniesieniu do projektów rozporządzeń w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego, jakim powinny odpowiadać te rurociągi i wydanie tych przepisów, aby ustalić powszechnie obowiązujący i akceptowany poziom rozwiązań technicznych i bezpieczeństwa dla tych urządzeń.

W artykule, jak i w dyskusjach środowiskowych, kontrowersje budzi pojęcie urządzenia technicznego, choć pojęcie to jest jednoznacznie zdefiniowane w art. 4 pkt 1 ustawy o dozore technicznym poprzez określenie zagrożeń, jakie urządzenie techniczne może stwarzać dla życia, zdrowia ludzkiego oraz mienia lub środowiska.

Tak zdefiniowane urządzenie techniczne, oprócz możliwości występowania samoistnego, jak np. w wypadku niewielkich zbiorników ciśnieniowych lub żurawi budowlanych, może być częścią obiektu budowlanego – budowli, jak np. dźwigi osobowe w budynkach, jak również może stanowić integralną część obiektu budowlanego, np. w wypadku dużych, wolno stojących zbiorników, kotłów energetycznych oraz rurociągów przesyłowych.

Dozór techniczny nad takimi urządzeniami technicznymi, jakimi są zbiorniki ciśnieniowe, kotły energetyczne lub dźwigi osobowe, jest wykonywany od wielu dziesięcioleci i nie powoduje żadnych sporów kompetencyjnych z Państwowym Nadzorem Budowlanym. Nie ma też żadnych przesłanek, aby spór powstał przy wykonywaniu dozoru technicznego nad rurociągami przesyłowymi, co potwierdzają rozmowy i uzgodnienia zasad współpracy, dokonane z Głównym Inspektorem Nadzoru Budowlanego

oraz dotychczasowa, ponad 2-letnia praktyka w tym zakresie.

Niezrozumiałe są stwierdzenia dotyczące rzekomego znacznego wzrostu kosztów działalności firm gazowniczych wobec zatwierdzonej przez ministra gospodarki, pracy i polityki społecznej w porozumieniu z ministrem finansów „Taryfy Opłat” za czynności dozoru technicznego (patrz Dz. U. nr 217, poz. 2136), a zwłaszcza stwierdzenia, jakoby PGNiG SA szacował wzrost kosztów działalności z tytułu sprawowania dozoru technicznego na kilkadziesiąt milionów złotych rocznie.

Żadne kontakty kierownictwa UDT z kierownictwem PGNiG SA nie prowadziły do takich wniosków, a Urząd Dozoru Technicznego wielokrotnie wykazywał, że przedstawiane dotychczas szacunki kosztów, sporządzone przez środowisko gazownicze, są kilkakrotnie zawyżane.

Jednostki nadzoru budowlanego sprawują swoje funkcje ustawowe w odniesieniu do konstrukcji budowlanych, nie zaś do urządzeń technicznych w rozumieniu art. 4, ust. 1) pkt a), pkt c) ustawy o dozorcze technicznym z 21 grudnia 2000 r. Wspólne działania kierownictwa PGNiG SA oraz UDT, z udziałem przedstawicieli nauki w osobach profesorów Politechniki Warszawskiej zmierzają do wyraźnego rozróżnienia zakresów działania organów nadzoru budowlanego, w odniesieniu do rurociągu traktowanego jako budowla oraz organów dozoru technicznego w odniesieniu do rurociągu traktowanego jako urządzenie ciśnieniowe. Odpowiednie czynności będące realizacją zawartych ustaleń są już, za obopólnym porozumieniem, realizowane w praktyce.

Wszelkie działania, zmierzające do kwestionowania obowiązującego prawa lub nawoływania do jego abrogacji, dzisiaj bardzo modne, pozostawiamy bez komentarza. Należy jednak podkreślić, że tego typu postawa nie współbrzmi dobrze z dążeniem do prowadzenia życia gospodarczego na zasadach obowiązujących w państwie prawa.

Urząd Dozoru Technicznego otwarty jest na wszelkie dyskusje merytoryczne nad ostatecznym

kształtem wymagań technicznych dotyczących wytwarzania i eksploataowania rurociągów przesyłowych. Udział organów dozoru technicznego w procesie zapewnienia bezpieczeństwa eksploatacji rurociągów przesyłowych jest niezwykle istotny z uwagi na fakt, że działają one jako kompetentne, bezstronne i niezależne od projektującego, wytwórcy, eksploatującego czy inwestora instytucje, tzw. strony trzecie.

W kontekście podjętej dyskusji na uwagę zasługuje także bardzo istotny fakt, iż w Unii Europejskiej nie ma wspólnotowej harmonizacji prawnej, regulującej zagadnienie technicznych wymagań bezpieczeństwa w odniesieniu do rurociągów przesyłowych, które jako urządzenia ciśnieniowe stwarzają zagrożenie dla

zagrożenia wskutek rozprężania transportowanego gazu oraz jego rozpręstrzenia się. W Polsce w odniesieniu do zagrożeń, o których mowa powyżej, taką stroną trzecią, wyznaczoną przez państwo do prowadzenia działań ustawowych jest UDT.

Powoływanie się na prawo europejskie w odniesieniu do zagadnień związanych z bezpieczeństwem technicznym rurociągów przesyłowych jest wprowadzaniem w błąd czytelników. Jest bowiem wiele regulacji na poziomie Unii Europejskiej, ale dotyczą one zupełnie innych aspektów.

W odniesieniu np. do górnictwa i gazownictwa są one związane m.in. z:

- wspólnymi zasadami tworzenia wewnętrznego rynku gazu, w tym m.in. kwestii liberalizacji rynku gazu

Nie ma żadnych przesłanek, aby spór powstał przy wykonywaniu dozoru technicznego nad rurociągami przesyłowymi, co potwierdzają rozmowy i uzgodnienia zasad współpracy, dokonane z Głównym Inspektorem Nadzoru Budowlanego.

życia lub zdrowia ludzkiego oraz mienia i środowiska wskutek:

- rozprężania cieczy lub gazów znajdujących się pod ciśnieniem różnym od atmosferycznego;
- rozpręstrzenia się materiałów niebezpiecznych podczas ich magazynowania i transportu.

W tym obszarze niezharmonizowanym na poziomie UE, państwa członkowskie zapewniają bezpieczeństwo techniczne poprzez wydawanie odpowiednich aktów prawnych dotyczących rurociągów ciśnieniowych przesyłających płyny niebezpieczne i upoważniając odpowiednie organa do nadzorowania spełnienia wymagań technicznych w związanych obszarach czy to w odniesieniu do konstrukcji budowlanych czy do zagrożenia pożarem, środowiska itp.

Nie budzący wątpliwości jest fakt, że rurociągi przesyłowe, w tym rurociągi gazu ziemnego, mogą stwarzać

w UE (dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 98/30/WE),

- procedurami Wspólnoty odnośnie do przejrzystości cen gazu dla odbiorców przemysłowych poprzez publikowanie cen i przesyłanie komunikatów o cenach gazu do SOEC (dyrektywa Rady 90/377/EWG),
- warunkami tranzytu gazu ziemnego sieciami gazowymi (dyrektywa Rady 91/296/EWG, dyrektywa Komisji 95/49/WE),
- warunkami przyznawania i użytkowania zezwoleń na wstępne prace poszukiwawcze i poszukiwania oraz wydobywanie węglowodorów (dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE),
- kwestiami związanymi z TEN i ich rozwojem (decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady 96/1254/WE, decyzja Rady 96/391/WE, decyzja Komisji 97/548/WE, decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady 97/1047/WE),

POLEMIKA

- zasadami powiadamiania Komisji o projektach inwestycyjnych będących przedmiotem zainteresowania Wspólnoty (rozporządzenie Rady 736/96/WE, rozporządzenie Rady 2386/96/WE).

W odniesieniu np. do energetyki są one związane m.in. z:

- wspólnymi zasadami wewnętrznego rynku energii elektrycznej (dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 96/92/WE),
- procedurami Wspólnoty odnośnie do przejrzystości cen energii elektrycznej (dyrektywa Rady 90/3777/EWG),
- tranzytem energii elektrycznej sieciami elektroenergetycznymi (dyrektywa Rady 90/547/EWG),
- kwestiami związanymi z TEN i ich rozwojem (decyzja Rady 96/1254/WE, decyzja Rady 96/391/WE, decyzja Komisji 97/548/WE, decyzja Rady 97/1047/WE),
- zasadami powiadamiania Komisji o projektach inwestycyjnych będących przedmiotem zainteresowania

Wspólnoty (rozporządzenie Rady 736/96/WE, rozporządzenie Komisji 2386/96/WE),

- przekazywaniem informacji statystycznej na temat importu węgla pochodzącego z krajów trzecich (decyzja 77/707/EWWS).

W odniesieniu np. do paliw płynnych są one związane m.in. z:

- środkami kryzysowymi w zakresie zapotrzenia w paliwa płynne poprzez nałożenie na państwa członkowskie obowiązku utrzymywania minimalnych zapasów ropy naftowej i/lub produktów naftowych (dyrektywa Rady 68/414/EWG, zaktualizowana dyrektywa Rady 72/425/EWG, decyzja Rady 68/416/EWG) oraz poprzez inne działania (dyrektywa Rady 73/238/EWG, decyzja Rady 77/706/EWG, decyzja Komisji 79/639/EWG, dyrektywa Rady 85/536/EWG),
- procedurami informacyjnymi i konsultacyjnymi w sprawie cen ropy naftowej i produktów naftowych (dyrektywa Rady 76/491/EWG, de-

cyzja Komisji 77/190/EWG, rozporządzenie Rady 2964/95/WE),

- informowanie na temat inwestycji energetycznych (rozporządzenie Rady 736/96/WE, rozporządzenie Komisji 2386/96/WE).

Na koniec, życząc nowo utworzonym, wielce pożytecznym bytom, to znaczy zarówno Izbie Gospodarczej Gazownictwa, jak i jej organowi – „Przeglądowi Gazowniczemu”, wszelkiej pomyślności i skuteczności w działaniach statutowych, wyrażam jednocześnie nadzieję, że w kolejnych numerach miesięcznika „Przegląd Gazowniczy” czytelnicy znajdą artykuły, które nie będą tak dalece odbiegać od stanu faktycznego opisywanego zagadnienia, co z pewnością dobrze będzie służyć całemu środowisku, do którego miesięcznik jest adresowany.

**Iwo Jakubowski,
prezes Urzędu Dozoru Technicznego**

Stanowisko redakcji opublikujemy w następnym numerze.



Bezpieczny Standard Pracy



GRAND PRIX
na Międzynarodowych Targach
"SAWO 2003" w Poznaniu
za przenośny detektor gazów
"GASHUNTER"

ALTER SA
62-080 Tamowo Podgórze
ul. Pocztowa 13
tel/fax +48 (0-61) 81-47-148
81-46-290, 81-46-557

e-mail: alter@alter-sa.com.pl
<http://www.alter-sa.com.pl>

Certyfikat ATEX z numerem 001 to nie przypadek.



Producent elektronicznych urządzeń do mierzenia i wykrywania gazów, systemów zabezpieczających przed wybuchem gazu, systemów monitorująco-rejestrujących.

Świadczymy usługi w zakresie montażu i serwisu systemów sygnalizacji przeciwpożarowej oraz systemów antywłamaniowych.

Zapewniamy jakość zgodną z certyfikatem PN ISO 9001

Biografia Krzysztofa Cugowskiego

Sławomir Trzaskowski

Ukazała się autoryzowana biografia Krzysztofa Cugowskiego, lidera i wokalisty Budki Suflera. Jej autorem jest Cezary Mróz, były dziennikarz muzyczny i sportowy, a obecnie właściciel SANITGAZU. Wydawcą książki jest właśnie lubelski SANITGAZ, znany w gazowniczym świecie producent stacji redukcyjno-pomiarowych gazów.

Otrzymałmśmy interesującą pozycję. Biografia Cugowskiego napisana jest ze swadą, pełno w niej ciekawostek. Czyta się ją lekko i przyjemnie. Ale nie to jest atutem. Książka nie jest peanem na cześć lidera kultowej kapeli, która jako pierwsza w Polsce sprzedała milion płyt. Bohater, wspominając swoją drogę do kariery i dzisiejszej pozycji na rynku muzycznym, nie ukrywa dramatycznych chwil w życiu, nie wstydi się słabostek. Lider Budki Suflera jawi się czytelnikowi jako człowiek zawdzięczający sukces artystyczny nie tylko ciężkiej pracy, ale także łutowi szczęścia oraz przypadkowi.

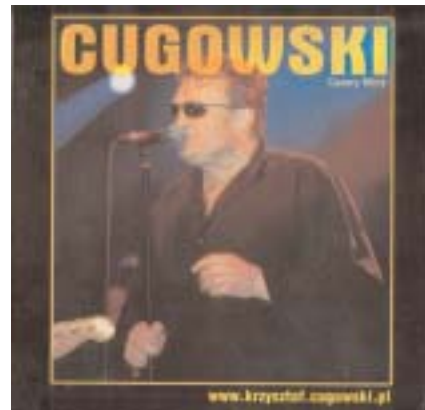
Cezary Mróz ukazuje nie tylko prywatne życie Cugowskiego, ale i historię zespołu, który wytyczył odrębny nurt w polskim rocku. Dzięki temu czytelnik otrzymuje sowitą porcję wiedzy o kształtowaniu się artystycznej drogi Budki Suflera i jej wokalisty. Styl narracji oraz częste wypowiedzi Cugowskiego dają czytelnikowi poczucie miłego obcowania z bohaterem.

Wielkim walorem publikacji jest wierne ukazanie warunków, w jakich powstawał i rozwijał się zespół, a więc paradoksów i absurdów PRL-u, w tym zwłaszcza „twórczej działalności urzędników od kultury”. Nie mniej interesujące są opisy rodzącego się polskiego biznesu muzycznego w gospodarce wolnorynkowej.

Publikacja jest bogato ilustrowana zdjęciami z różnych okresów życia Cugowskiego oraz działalności Budki Suflera.

Dziś już nawet nie pamiętam, kiedy i w jakich okolicznościach poznałem oso-

biście Krzysztofa – pisze w zakończeniu swej książki Cezary Mróz. – *Pamiętam natomiast, że od początku naszej znajomości urzeka mnie jego „normalność”. Niezwykle rzadko ulega on manierom wielkich gwiazd, co w naszym kraju jest chlubnym wyjątkiem. Zapewne dlatego pod koniec 1998 roku złożyłem mu pierwszą propozycję napisania biografii. Wówczas jednak nie był to dobry czas na takie przedsięwzięcie. Krzysztof pochłonięty był konsumowaniem ogromnej popularności wydanej wtedy płyty, narodzinami syna i budową nowego domu. Chyba przez grzeczność nie powiedział nie. Miał rozważyć propozycję, ale wyczułem, że nieszybko doczekam się pozytywnej odpowiedzi. Do tematu powróciłem po trzech latach. Umówiliśmy się w budynku Radia Lublin, bo to ulubione miejsce spotkań Krzysztofa. W upalne lipcowe przedpołudnie ponowilem propozycję i tak naprawdę chyba nie wierzyłem, że tym razem się zgodzi. Spytał tylko, czy już pora na podsumowanie? Nie tyle na podsumowanie, co na połączenie ze sobą w jedną całość historycznych faktów i próbę ich analizy – odparłem. – Po chwili człowiek, który blisko trzydzieści lat temu ogólnopolską karierę Budki rozpoczął wbrew późniejszym wydarzeniom słowami „Znowu życie mi nie wyszło” – przystał na propozycję. Piszemy! Ustalamy termin kolejnego spotkania na początek sierpnia, bo najbliższe dni Krzysztof spędzi w warszawskim szpitalu. Jest już umówiony na operację stawu biodrowego. Po kilkunastu dniach odwie-*



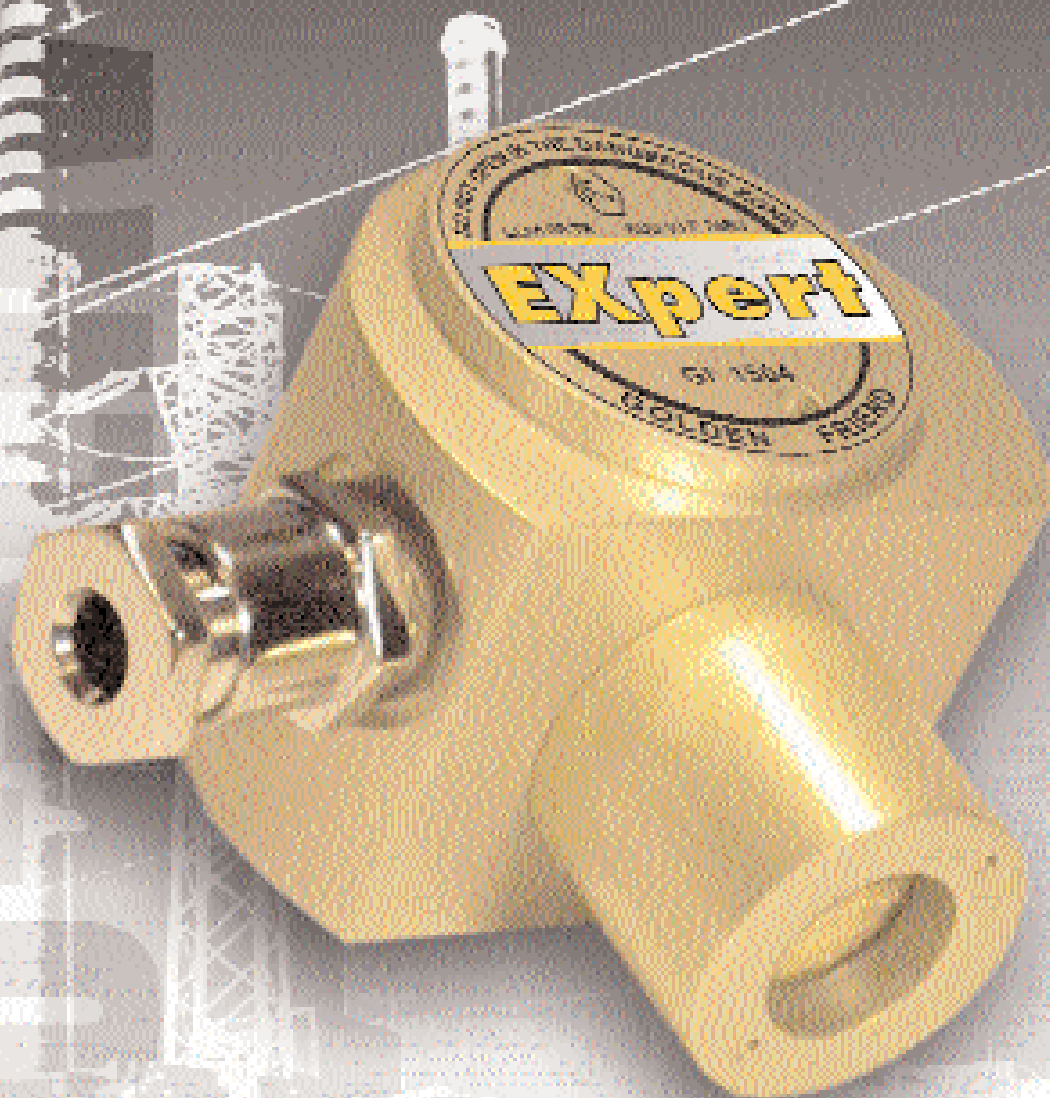
dzam go w jego domu. Porusza się z dużym wysiłkiem, widać, że trudy operacji dają mu się jeszcze mocno we znaki. Mam ze sobą kilkunastostronicowy konspekt. W nim zamknięte zostały najważniejsze daty i wydarzenia z jego życia. Przedstawiam go Krzysztofowi. Rozmawiamy na temat wizji i oczekiwań wobec planowanej książki. Takie rozmowy toczone przez kilkanaście następných tygodni. Spotykamy się dość rzadko, bo średnio 2-3 razy w miesiącu. Pod koniec roku wiemy już, jak ma wyglądać to wydawnictwo i rozpoczynamy wspólne prace.

Cezary Mróz jest, absolwentem Politechniki Lubelskiej. Mówi jednak, że zawsze miał zamiłowanie do pisania i dlatego dziennikarstwo jest mu szczególnie bliskie. Zaczynał w studenckim Radiu Centrum, potem pracował w kilku lubelskich gazetach oraz w TV Lublin. Od 1994 roku przez pięć lat wydawał i redagował pierwszy w naszym kraju magazyn poświęcony koszykówce – tygodnik „Basket”. Przygodę z koszykówką zakończył, bo rzetelne prowadzenie dwóch firm – wydawniczej i gazowniczej – pochłaniało zbyt wiele czasu. Dziś jest właścicielem firmy SANITGAZ, która nierzadko podejmuje się pozagazowniczych przedsięwzięć. Jednak dziennikarska żyłka w przedsiębiorcy – biografia wokalisty Budki Suflera – nie zanikła. To się ma na całe życie.

Cezary Mróz, „Cugowski”, SANITGAZ, Lublin 2004 r.



DETEKTORY I SYSTEMY MONITORINGU GAZÓW



TWÓJ ŻŁOTY PRZYJACIEL

www.alarmgaz.com.pl