

wrzesień 2013

Przegląd Gazowniczy

nr 3 (39)

cena 14 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Energetyczne perspektywy Europy
Wypowiedź Güntera Oettingera,
komisarza UE ds. energii

Temat wydania

**GAZOWNICTWO
CZEKA NA DECYZJE**

ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464



9 771732 165717 6 09

PaySmart – Nowoczesny gazomierz przedpłatowy wyposażony w klawiaturę. System przedpłat za gaz oparty na kodach zakupywanych przez klienta nie wymaga drogiej infrastruktury w postaci kart i terminali. Gazomierz dostosowany jest również do pracy w systemach AMR, AMI. Wersja z korekcją temperaturową objętości dostępna jako opcja. Certyfikat MID, zgodność z EN1359, EN16314, ATEX, IP54.

HybridSmart – Innowacyjne podejście do liczników inteligentnych. Liczydło mechaniczne oraz moduły elektroniczne (funkcjonalne i komunikacyjne) w jednej obudowie. Liczydło mechaniczne, umiejscowione w odseparowanym przedziale, zabezpieczone jest plombą legalizacyjną MID. Pozostałe przedziały dostępne są dla klientów OEM, którzy mogą zamontować własne inteligentne moduły funkcjonalne (komunikacyjne, przedpłatowe, odcinające gaz itp.). W liczydło mechanicznym zastosowano nowoczesną, opatentowaną Szwajcarską technologię Absolut Encoder, która pozwala na 100% pewność odczytu stanu liczydła, minimalizuje zużycie energii. HybridSmart to otwarta platforma do budowy gazomierza inteligentnego dla własnych potrzeb.

UniSmart – Moduły umożliwiające doposażenie pracujących w sieci gazowej liczników w funkcje zdalnego odczytu radiowego. Są uniwersalne, łatwe w montażu i konfiguracji oraz w pełni kompatybilne z urządzeniami innych producentów

Dedykowane moduły radiowe

Gazomierze mogą być wyposażane w dedykowane moduły radiowe:
868 MHz Wireless M-BUS zgodne z EN13757-3 i OMS;

www.apator.com



Jesteśmy polską firmą inżynierską działającą od 1987 roku.

Jako jedyny polski producent projektujemy i wytwarzamy wszystkie komponenty systemów opomiarowania przepływu gazów dla celów rozliczeniowych i technologicznych.

Nasz program produkcji obejmuje m.in.:

- Gazomierze:
 - turbinowe CGT od G40 PN16 do G6500 PN110 (certyfikat zgodności z dyrektywą MID)
 - rotorowe CGR od G10 do G400 PN16, zakresowości do 1:250 (certyfikat zgodności z dyrektywą MID)
 - zwężkowe CGZ (klasyczne) i CGZW (z wymienną kryzą)
 - przepływomierze turbinowe CPT od DN25 do pomiarów technologicznych
- Systemy rejestracji i korekcji:
 - rejestratory impulsów CRS-03
 - korektory objętości VpTz typu CMK o zasilaniu baterijnym/sieciowym
 - przeliczniki sieciowe DOMINO (certyfikat zgodności z dyrektywą MID)
- Systemy transmisji danych:
 - moduły transmisji CMB-03 oraz kompletne szafki telemetrii
 - konwertery transmisji i niezbędne akcesoria
 - urządzenia i oprogramowanie do transmisji przewodowej i poprzez sieć GSM

Oferujemy także relegalizację gazomierzy we własnym laboratorium przepływowym oraz ekspertyzy techniczne, analizy danych procesowych instalacji, dobór optymalnego układu pomiarowego.

Wszystkie nasze urządzenia spełniają lub przewyższają wymagania obowiązujących norm dotyczących własności metrologicznych lub wymogów bezpieczeństwa. Posiadamy atesty i dopuszczenia zgodne z obowiązującymi przepisami.

Nasze wyroby zyskały uznanie klientów w Polsce i w wielu krajach świata. Eksportujemy do Wielkiej Brytanii, Włoch, Holandii, Niemiec, Hiszpanii, Portugalii, Czech, Bułgarii, Mołdawii, Gruzji, Turcji, na Węgry, Litwę, Łotwę, także do Korei Południowej, Indii, Indonezji, Boliwii, Kolumbii, Zjednoczonych Emiratów Arabskich.

Na produkowane przez nas urządzenia udzielamy dwuletniej gwarancji.

ISO 9001
ISO 14001



Okres wakacyjny po raz kolejny okazał się wcale niewypoczynkowy. Za sprawą polityków. Co prawda, bardziej zajmowali się oni sobą, organizując różnorakie konwentykłe partyjne i plebiscyty wyborcze we własnych szeregach, ale w ramach „zajęć ubocznych” udało im się przyjąć kilka rozwiązań prawnych szkodliwych dla gospodarki. Przerforsowano kuriozalne w skali światowej tzw. oblige giełdowe, bo finansiści odkryli, że można zarabiać również na sektorze gazowym, na „towarowej” giełdzie gazu. Przerforsowano opodatkowanie akcyzą gazu ziemnego w postaci CNG, bo minister finansów koniecznie chciał zyskać do budżetu ok. 6 mln zł, a może zaprzepaścić prawie 300 mln zł, które prywatni inwestorzy wyłożyli na raczkujący rynek CNG auto. Posłowie zdążyli jeszcze w czasie wakacji praktycznie odłożyć dopiero na kolejną kadencję projekty ustaw – zasadnicze dla rynku energii – tzw. duży trójpak i ustawę o korytarzach przesyłowych. Bez nich nie ma szans na modernizację, bezpieczeństwo i rozwój rynku energii Polsce.

W „temacie wydania” po raz kolejny wracamy do kwestii opracowania nowej strategii państwa wobec rynku energii, z wyraźnym wskazaniem, że nie ma odwrotu od energetyki opartej na gazie ziemnym. We wszystkich prognozach i modelach to ekologiczne paliwo zajmuje systemowe miejsce, bowiem w każdym innym przypadku nie osiągniemy unijnych celów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Jak wynika z prognoz ciepłowników, jest wielki potencjał w energetyce wysokosprawnej kogeneracji, określaną na 2–3 mld m³ wzrostu zużycia gazu ziemnego rocznie. Jest wielki potencjał w energetyce zawodowej, na co wskazują ostatnio podpisane kontrakty PGNiG z PGE GiEK oraz PGNiG Termika z Polską Spółką Gazownictwa, opiewające na kilka mld zł. Duży potencjał tkwi również w energetyce prosumenckiej, ocenianej na coroczny przyrost prawie 100 tys. kotłów gazowych, a tym samym kilkaset mln m³ gazu ziemnego.

Ale to są pojedyncze projekty prywatnych inwestorów, a nie systemowe działania państwa, wynikające z przyjęcia strategii dla rynku energii. – *Nie będzie kolejnych dużych inwestycji w energetykę, jeśli po stronie rządu i parlamentu nie będzie wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji* – twierdzą główni gracze na rynku energii. Nie da się z dnia na dzień zbilansować braku ok. 3 tys. MW w systemie, bo tyle ubędzie po niezbędnych wyłączeniach starych bloków – twierdzi PSE Operator. A jednak administracja państwowa ze zdumiewającym spokojem odnosi się do tych potencjalnie wielkich zagrożeń, podnoszonych przez autorytety zawodowe.

Na opublikowanej w tym numerze fotografii Europy, widzianej nocą z kosmosu, widać jasną stronę Europy Zachodniej i ciemną stronę Europy Wschodniej. My tam jesteśmy. Bez szybkich i mądrych decyzji w kwestii naszego bezpieczeństwa energetycznego nie uciekniemy z tej ciemnej strefy europejskiej. Pełni obaw, że może nie wystarczyć mocy nawet na ciepłą wodę w kranie.

Mieczysław Menżyński
przewodniczący Rady Programowej „Przeglądu Gazowniczego”



Rada Programowa

przewodniczący
Mieczysław Menżyński,
– wiceprezes PZITS

wiceprzewodniczący
Cezary Mróz – członek zarządu Izby
Gospodarczej Gazownictwa

członkowie:

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

Andrzej Schoeneich
Izba Gospodarcza Gazownictwa

Katarzyna Wróblewicz
Polska Spółka Gazownictwa
Centrala Spółki

Beata Dreger
Polska Spółka Gazownictwa
Oddział w Poznaniu

Joanna Pilch
Polska Spółka Gazownictwa
Oddział w Tamowie

Emilia Tomalska
Polska Spółka Gazownictwa
Oddział w Warszawie

Piotr Wojtasik
Polska Spółka Gazownictwa
Oddział we Wrocławiu

Maja Girycka
Polska Spółka Gazownictwa
Oddział w Zabrze

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

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

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

Projekt graficzny:
Jolanta Krafft-Przeździecka

DTP
Ewa Księżopolska-Bisińska
Ewa Wojtowicz-Topiłko, Anna Zabrocka
Nakład 2700 egz.

Spis treści

TEMAT WYDANIA

- 8 **Dobre perspektywy dla gazu w elektroenergetyce.**
Prof. Władysław Mielczarski prognozuje
20-procentowy udział gazu w produkcji energii
- 10 **Ekologiczne aspekty gazu ziemnego.**
prezentuje dr Adam Szurlej z AGH
- 13 **Rynek energii czeka na decyzje.** Daria Kulczycka
z PKPP Lewiatan o dylematach rynku energii
- 15 **Kogeneracja to strategiczny cel rynku energii**
– pisze Jacek Szymczak, prezes IGCP

NASZ WYWIAD

- 18 **Energetyczne perspektywy Europy.** Wypowiedź
G. Oettingera, komisarza UE ds. energii



13



PUBLICYSTYKA

- 21 **Mały trójpak energetyczny – skutki dla gazownictwa.**
Andrzej Schoeneich i mec. Kamil Iwicki komentują
nowelizację ustawy „Prawo energetyczne”
- 24 **Eksport gazu ziemnego z USA nadal pod ścisłym nadzorem.**
Jan Cipiur omawia amerykańską „rewolucję łupkową”
- 27 **Symposium Gazownicze 2013** omawia Agnieszka Rudzka z IGG

REPORTAŻ

- 30 **Fundusz Naturalnej Energii** – o inicjatywie edukacyjnej
GAZ–SYSTEM S.A. pisze Aneta Szczepańska

18

- 32 **PGNiG SA**
34–45 **POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA SP. Z O.O.**

GAZ–SYSTEM SA

- 46 **Porozumienie pomiędzy GAZ–SYSTEM S.A.
a Lasami Państwowymi** omawia Joanna Milczarek

TECHNOLOGIE

- 48 **Tłokowanie gazociągów. Standaryzacja.** Temat analizuje
Maciej Hirsz
- 54 **Badanie pojazdu dwupaliwowego na hamowni** omawiają
Ryszard Michałowski, Marcin Tkaczyk
oraz Radosław Wróbel



30

G.EN GAZ ENERGIA SA

- 52 **Udział przemysłu gazowniczego w antropogenicznej emisji metanu** analizuje Ryszard Węcowski

OSOBOWOŚĆ

- 56 Sylwetkę prof. dr. hab. Waldemara Kamrata kreśli Adam Cymer

Fot. na okładce z archiwum GAZ–SYSTEM S.A.

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Minione wakacje dla IGG obfitowały w wydarzenia istotne z punktu widzenia branży gazowniczej.

W lipcu br., nawiązując do niezwykle ważnej dyskusji przeprowadzonej podczas posiedzenia senackiej Komisji Gospodarki Narodowej na temat tzw. **obligi gazowego**, IGG zwróciła uwagę, iż zwolennicy wprowadzenia tak wysokiego (70%) limitu obligi gazowego uzasadniają to doświadczeniami z obrotu energią elektryczną na giełdzie towarowej, przemilczając zapis art. 49a prawa energetycznego, zgodnie z którym „przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się **wytwarzaniem** energii elektrycznej jest zobowiązane sprzedawać nie **mniej niż 15%** energii elektrycznej wytworzonej w danym roku na giełdach towarowych”. Również formalistyczne i tak szybkie wprowadzenie kolejnych progów obligi gazowego (1 stycznia i 1 lipca 2014 r.) nie koreluje czasowo z realizacją rozbudowy i przebudowy krajowego systemu gazowniczego, w tym połączeń międzysystemowych, zasadniczej zmiany fizycznych strumieni gazu ziemnego: z kierunku wschodniego na zachodni, północny i południowy, rozbudowy podziemnych magazynów gazu, usuwania tzw. wąskich gardeł hamujących rozwój systemu gazowniczego w niektórych regionach Polski. Szerzej o tych kwestiach na str. 21.

Przez całe wakacje trwały intensywne prace rządowo-parlamentarne nad nowelizacją ustawy o akcyzie na gaz ziemny, która wchodzi w życie już w listopadzie 2013 r. Branża gazowniczej, współdziałającej z innymi izbami/stowarzyszeniami i przy wsparciu renomowanych firm (Ernst & Young oraz DLA Piper) udało się uzyskać wiele korzystnych zapisów, przede wszystkim dla gospodarstw domowych, z których na początku znaczna część odczułaby skutki nieuzasadnionego wzrostu cen. Dzięki wspólnym staraniom zwolnieniu z akcyzy podlegać będą wyroby gazowe przeznaczone do produkcji energii elektrycznej i wykorzystywane przez zakłady energochłonne.

IGG wraz ze Stowarzyszeniem NGV Polska wspólnie występowały z pismem do sejmowej Komisji Finansów Publicznych z prośbą o zapewnienie zwolnienia z opodatkowania akcyzą gazu ziemnego zużywanego na cele napędowe w formie sprężonej (CNG). Zwrócono uwagę, iż opodatkowanie gazu ziemnego akcyzą zahamuje rozwój infrastruktury i floty CNG oraz spowoduje zaprzepaszczenie dotychczasowych nakładów szacowanych na około 200–250 mln PLN. Po nałożeniu akcyzy paliwo CNG nie będzie

w stanie konkurować z innymi rodzajami paliw, ponieważ wzrost ceny o ok. 0,48 PLN będzie znaczący w stosunku do obecnego kosztu zakupu 1 m³ CNG, wynoszącego 2,47 PLN. Zaznaczono, iż obecnie w Polsce eksploatowanych jest około 2200 pojazdów zasilanych sprężonym gazem ziemnym, w tym ok. 270 autobusów, przy czym nowy autobus kosztuje od 800 do 1200 tys. zł i jest droższy od swojego odpowiednika zasilanego olejem napędowym o 20–24%. W żadnym kraju UE nie udało się rozwinąć rynku paliw alternatywnych bez aktywnego zaangażowania rządów. Przykładem mogą być Niemcy czy Włochy, gdzie dofinansowywana i preferowana była nie tylko infrastruktura, ale również pojazdy. Przykładem są również Czechy, gdzie rząd w 2007 r. zawarł z firmami gazowniczymi i komunalnymi *Porozumienie* w sprawie rozwoju rynku CNG. Warto podkreślić, że segment CNG we Włoszech rozwinął się bardzo sprawnie obok rozbudowanego rynku LPG. W Polsce wykorzystanie CNG jest marginalne. Sprzedaż w 2012 r. wyniosła ok. 14 mln m³, co stanowi 0,7‰ całkowitej sprzedaży gazu ziemnego w Polsce. Po wprowadzeniu akcyzy na CNG wpływy do budżetu Skarbu Państwa, wyliczone według stawki 11,04 PLN/GJ i kaloryczności CNG na poziomie 32,26 MJ/m³ z uwzględnieniem opłaty paliwowej, wyniosłyby więc jedynie 6,72 mln PLN, a wpływy będą systematycznie maleć z uwagi na wygaszanie tego segmentu. Niestety, argumenty te, pomimo przychylności wielu parlamentarzystów, nie znalazły uznania ministra finansów, który przekonał większość sejmową do przegłosowania akcyzy na CNG.

W związku z wejściem w życie 5 września 2013 r. **rozporządzenia ministra gospodarki z 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz.U. z 4 czerwca 2013 r. poz. 640)** 15–16 października br. IGG organizuje warsztaty szkoleniowe omawiające niektóre regulacje zawarte w rozporządzeniu. W trakcie szkolenia przedstawione i omówione zostaną przepisy rozporządzenia ministra gospodarki i przeprowadzona zostanie identyfikacja występujących w nim niezgodności z uznanymi zasadami techniki, stosowanymi w działalności przedsiębiorstw energetycznych wraz z wystąpieniem o konieczną interpretację Ministerstwa Gospodarki. Celem warsztatów jest również zaproponowanie zmian w ustanowionych standardach technicznych IGG oraz ustalenie zakresu koniecznej szybkiej



Agnieszka Rudzka

aktualizacji dla zmiany niektórych zapisów rozporządzenia.

Izba Gospodarcza Gazownictwa we współpracy z kołami SITPNIg APATOR METRIX i COMMON oraz przy wsparciu PGNiG SA i cGas controls Sp. z o.o. zorganizowały 31.08–02.09 br. Sympozjum Gazownicze 2013, które odbyło się pod hasłem *Współczesna technika pomiarowa – najnowsze regulacje i problemy eksploatacyjne*. (więcej na ten temat na str. 27).

W ramach stałej współpracy z Izbą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie Andrzej Schoeneich, dyrektor IGG, uczestniczył w Międzyzdrojach w debacie poświęconej „Roli organizacji branżowych przy wspieraniu funkcjonowania i rozwoju ciepłownictwa” z udziałem przedstawicieli parlamentu RP, URE oraz izb gospodarczych Czech i Niemiec. Udział w tej debacie był istotny dla procesu rozwoju ciepła systemowego z wykorzystaniem gazu ziemnego.

Nadal trwają uzgodnienia na szczelnie Ministerstwa Gospodarki i Głównego Urzędu Miar, związane z objęciem prawną kontrolą metrologiczną nowych rodzajów gazomierzy, przeliczników po naprawie, a przede wszystkim chromatografów. Do dnia zamknięcia bieżącego numeru „Przeglądu Gazowniczego” nie udało się uzyskać jednoznacznych stanowisk instytucji rządowych w tej sprawie. Przyjęto natomiast, na etapie przygotowywania nowych założeń do ustawy „Prawo o miarach”, postulat, że w przyszłym prawie legalizacja ponowna przyrządów pomiarowych może być wykonywana z zastosowaniem metody statystycznej. Niestety, Komitet Stały Rady Ministrów odesłał ten projekt do ponownych konsultacji i najprawdopodobniej prawo o miarach nie zostanie przyjęte przez parlament obecnej kadencji. Trwają też rozmowy przedstawicieli branży gazowniczej oraz GUM na temat wydłużenia okresu legalizacji gazomierzy miechowych z 10 do 15 lat.

Wspomnienie o Aleksandrze Findzińskim

8 lipca br. odszedł Aleksander Findziński. Wielki Człowiek, prawdziwy autorytet dla wielu pokoleń gazowników, współtwórca historii polskiego gazownictwa, pierwszy prezes Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA. Z branżą gazowniczą związany był przez ponad 40 lat.

W 1966 roku Aleksander Findziński, jeszcze jako student, podjął pracę w ówczesnej Gazowni Warszawskiej. Jako stażysta poznał wszystkie obszary funkcjonowania gazowni, ze szczególnym uwzględnieniem obszaru technicznego. Być może, to doświadczenie sprawiło, że wiele lat później był inicjatorem stworzenia szkolnictwa gazowniczego, zarówno wyższego – jako wydział na Politechnice Warszawskiej, jak i średniego i zawodowego.

Po studiach objął stanowisko technologa w biurze projektowym sieci Warszawskiego Okręgowego Zakładu Gazownictwa, który swoim zasięgiem obejmował województwa: warszawskie, łódzkie, białostockie i olsztyńskie. Później został projektantem w biurze projektów gazowniczych, w którym wykonał projekty gazyfikacji m.in. Mikołajek, Rynu, Węgorzewa, Elku, Olecka i wielu innych polskich miast. W 1974 r. awansował na stanowisko zastępcy dyrektora ds. technicznych Mazowieckiego Okręgowego Zakładu Gazownictwa. W 1975 roku został dyrektorem technicznym MOZG odpowiedzialnym m.in. za proces przestawienia Warszawy na gaz ziemny, który z powodzeniem został zakończony w 1978 r.

Od 1984 roku Aleksander Findziński sprawował nadzór nad rozwojem gazownictwa w Polsce jako wicedyrektor Departamentu Geologii, Nafty i Gazu w Ministerstwie Górnictwa i Energetyki. Dwa lata później objął stanowisko najpierw zastępcy dyrektora naczelnego, a w 1992 r. dyrektora naczelnego PGNiG. Po skomercjalizowaniu PGNiG i przekształceniu w spółkę Skarbu Państwa w 1996 roku Aleksander Findziński został jej pierwszym prezesem. Głównym celem Aleksandra Findzińskie-

go stały się rozbudowa magazynów gazu i budowa tłoczni gazu na gazociągu Kobyń-Brześć-Warszawa. Ich realizacja w znacznym stopniu poprawiła ciśnienie gazu. Za jego kadencji podjęto współpracę z Bankiem Światowym i Europejskim Bankiem Inwestycyjnym. Dzięki temu możliwe było wprowadzenie najnowocześniejszych technologii do górnictwa naftowego i gazownictwa. Do długiej listy zawodowych dokonań Aleksandra Findzińskiego należy także decyzje o budowie podziemnego magazynu gazu w Wierchowicach, a także magazynu w kawernach solnych w Mogilnie.

Przed Aleksandrem Findzińskim pojawiło się kolejne trudne wyzwanie. Należało rozwiązać problem regularnych dostaw gazu. Dlatego tak dużym sukcesem było wynegocjowane w 1993 r. porozumienie międzyrządowe. W 1996 r. Aleksander Findziński złożył swój podpis pod pierwszym długoterminowym kontraktem z Rosją na dostawy błękitnego paliwa do Polski. Równocześnie trwały prace nad dywersyfikacją kierunków dostaw gazu. Przeprowadzono wiele prac studialnych i negocjacji z partnerami zagranicznymi. Już w 1992 roku, za sprawą starań dyrektora A. Findzińskiego, wybudowano połączenie z siecią gazową Niemiec w rejonie Zgorzelca, gdzie do dzisiaj odbiera się gaz. Za swoje osiągnięcia uhonorowany został medalem im. Ignacego Łukasiewicza oraz Krzyżem Kawalerskim Orderu Odrodzenia Polski, a także wieloma odznaczeniami państwowymi, regionalnymi i branżowymi, m.in. Srebrnym Krzyżem Zasługi, Orderem Sztandaru Pracy, tytułem Generalnego Dyrektora Górnictwa I stopnia, Złotą Odznaką Honorową „Za zasługi dla Warszawy”.

Był współtwórcą historii polskiego gazownictwa, ale przede wszystkim dobrym, życzliwym i uczciwym Człowiekiem.

Z ogromnym żalem
żegnamy Cię, Aleksandrze.
Przyjaciele z Izby Gospodarczej
Gazownictwa

● **3 października br.** Mirosław Dobrut, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa, i Andrzej Schoeneich, dyrektor IGG, uczestniczyli w obchodach XX-lecia Słowackiej Izby Gazowniczej. Wśród gości znajdowały się liczne delegacje z Czech, wśród nich były premier M. Topolánek. Do tego wydarzenia wrócimy w najbliższym numerze naszego kwartalnika.

● **3 października br.** Prace nad unijnymi regulacjami w sprawie gazu łupkowego mogą się przedłużyć na kolejną kadencję Parlamentu Europejskiego. – *Obecnie dopiero toczy się debata. Są przygotowywane pewne rozwiązania, jeszcze nie wiemy jakie. Na pewno decyzje KE będą weryfikowane przez Parlament Europejski i rządy, więc mogą zostać złagodzone, i to jest bardzo ważne. Po drugie, myślę, że nie wejdą bardzo szybko w życie właśnie ze względu na zmianę komisji po wyborach do Europarlamentu, a wtedy już sytuacja może się zmienić* – powiedziała Lena Kolarska-Bobińska, europosłanka. – *Dzięki dyskusji o sytuacji energetycznej w Europie, o kosztach energii i o tym, jak bardzo koszty i ceny energii w Stanach Zjednoczonych spadły, dlatego że zaczęto wydobywać gaz łupkowy, zmienia się atmosfera wobec gazu łupkowego* – dodała. Zdaniem europosłanki, gaz łupkowy przestał być sprawą polską, bo możemy liczyć na wsparcie kilku innych krajów, m.in. Holandii, Wielkiej Brytanii, a także Niemiec i Francji.

● **16 września br.** Rada Nadzorcza PGNiG postanowiła delegować Zbigniewa Skrzypkiewicza, członka Rady Nadzorczej PGNiG, do czasowego wykonywania czynności członka zarządu PGNiG ds. korporacyjnych w okresie od 16 września 2013 roku do 16 grudnia 2013 roku.

● **16 września br.** W Międzyzdrojach odbyło się XVII Forum Ciepłowników Polskich. Debata otwierająca forum poświęconą była „Roli organizacji branżowych przy wspieraniu funkcjonowania i rozwoju ciepłownictwa.” Prowadzący spotkanie Jacek Szymczak, prezes IGCP, zaprosił do udziału przedstawicieli polskiego parlamentu, szefów izb ciepłowniczych z Czech i Niemiec, a także Andrzeja Schoeneicha, dyrektora IGG. Dyskusja okazała się bardzo krytyczna wobec administracji rządowej, z powodu opieszalejszej legislacji i nadregulacji rynku

energii, a co ciekawe, również w Czechach i Niemczech sektor ma podobne problemy. Uczestnicy spotkania zgodnie uznali, że wskazana byłaby ściślejsza współpraca izb gospodarczych z krajów Grupy Wyszehradzkiej, szczególnie na poziomie Komisji Europejskiej, by skuteczniej wpływać na stanowione tam regulacje rynku energii w Europie.

- **Wrzesień br.** Kraków, jako pierwsze miasto w Polsce, wypowiedział wojnę węglowi. Nie ma się co dziwić, smog jest tam największy w Polsce i znacznie przyczynia się do tego, że Polska jest na przedostatnim miejscu w UE pod względem jakości powietrza. Desperacja radnych krakowskich musi być wielka, skoro bez jakiegokolwiek wsparcia finansowego państwa już od stycznia przyszłego roku zakazują całkowicie opalania domów węglem, ale chcą uruchomić program dofinansowania mieszkańców likwidujących piece węglowe (jest ich ponad 35 tys., z czego wymieniono już 4000). Należy podkreślić, że krakowscy gazownicy przygotowani są do udziału w procesie zamiany paliwa na bardziej ekologiczne.

- **Sierpień br.** Światło dzienne ujrzał „Projekt założeń do projektu polityki energetycznej Polski do 2050 roku”, doku-

ment sprawiający wrażenie pochodzącego z kancelarii prezesa RM. Warto przypomnieć, że pod koniec maja br. z Departamentu Analiz Strategicznych KPRM wyszło opracowanie pt. „Optymalny miks energetyczny dla Polski do roku 2060”. Można odnieść wrażenie, że KPRM stał się ośrodkiem, który zaczyna liczyć i prognozować sytuację na krajowym rynku energii, a to oznacza jakieś wstępne przygotowania do opracowania nowej polityki energetycznej. Wszyscy, a zwłaszcza inwestorzy, czekają na to z niecierpliwością.

- **29 lipca br.** PGNiG SA oficjalnie otworzyło kopalnię ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiaków. Jest to największa inwestycja w branży wydobywczej w Polsce w ostatnich latach. PGNiG, dzięki pracy kopalni Lubiaków, zwiększy krajowe roczne wydobycie ropy naftowej i kondensatu z około 500 tys. ton obecnie do ok. 800 tys. ton.

- **25 lipca br.** W Ministerstwie Gospodarki odbyło się wspólne spotkanie przedstawicieli Stowarzyszenia Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych, ministerstw Gospodarki oraz Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej, a także Krajowej Agencji Poszanowania Energii i Polskiego Stowarzy-

szenia Pomp Ciepła w sprawie przepisów ograniczających budowę i modernizację rozproszonych kotłowni, w tym przede wszystkim praktyki stosowania zapisów ustawy o efektywności energetycznej i prawa budowlanego. Uczestnicy spotkania z aprobatą przyjęli deklarację dyr. Tomasza Żochowskiego z MTBiGM, że absolutny priorytet ma obecnie przygotowanie informacji/wykładni prawnej dotyczącej możliwości instalacji indywidualnych źródeł ciepła, bez konieczności wyrażania na to zgody przez lokalnych dystrybutorów ciepła systemowego. Dyrektor podkreślił, że widać konieczność zmiany przepisów, tak aby system inwestycyjny został tak uproszczony, żeby inwestor decydował, jakie źródło ciepła zostanie zastosowane. Janusz Starościk z SPIUG zapewnił, że przygotuje i prześle do MG informacje dotyczące stosowania technologii kondensacyjnej w branży instalacyjno-grzewczej oraz innych informacji pomocnych do weryfikacji istniejących przepisów.

- **12 lipca br.** Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. i Urząd Dozoru Technicznego podpisały dokument „Warunki techniczne”, będący jednolitym stanowiskiem uzgodnionym pomiędzy GAZ-SYSTEM S.A. a UDT. Dokument reguluje wiele istotnych kwestii dotyczących nowo budowanych gazociągów przesyłowych, nie dotyczy jednak modernizacji, przebudowy, remontów i naprawy istniejącej sieci przesyłowej oraz nowo budowanych gazociągów przyłączeniowych o średnicy nominalnej DN200 i niższej.

- **1 lipca br.** GAZ-SYSTEM S.A. opublikował wstępny „Plan rozwoju” w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2014–2023. Plan rozwoju w perspektywie do 2023 roku uwzględnia oczekiwania uczestników rynku gazu oraz użytkowników systemu przesyłowego w zakresie ilości przesyłanego gazu i preferowanych kierunków dostaw do systemu przesyłowego.

Działania ujęte w planie rozwoju powinny zapewnić długoterminową zdolność systemu gazowego do zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania paliw gazowych w obrocie krajowym i transgranicznym.

Z prac Komitetu Standardu Technicznego

W lipcu br. drukiem ukazał się opracowany przez Zespół Roboczy Nr 6 pod kierownictwem Marka Fiedorowicza Standard Techniczny **ST-IGG-0602:2013, Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Ochrona katodowa. Projektowanie, budowa i użytkowanie**, który stanowi aktualizację wydanego w 2009 r. **ST-IGG-0602:2009**.

Mając na uwadze zapisy zawarte w „Regulaminie pracy Komitetu Standardu Technicznego Izby Gospodarczej Gazownictwa”, Sekretariat KST rozpoczął po upływie trzech lat od ustanowienia weryfikację następujących standardów technicznych:

- **ST-IGG-0401:2010**; Sieci gazowe. Strefy zagrożenia wybuchem. Ocena i wyznaczenie, ustanowiony uchwałą Zarządu IGG nr 14/2010 z 21.06.2010 r.,
- **ST-IGG-0501:2009**; Stacje gazowe w przesyśle i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania, ustanowiony uchwałą Zarządu IGG nr 15/2009 z 22.12.2009 r.,
- **ST-IGG-0502:2010**; Instalacje redukcji ciśnienia i/lub pomiaru gazu na przyłączach. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania, ustanowiony uchwałą Zarządu IGG nr 13/2010 z 21.06.2010 r.

W celu przeprowadzenia analizy i oceny poprawności zawartych w standardach technicznych regulacji oraz aktualizacji ustanowionych standardów konieczne jest uzyskanie od firm opinii i ocen, wraz z uwagami, propozycjami zmian i uzupełnień, które wynikają z 3-letniego okresu ich stosowania. Uwagi i opinie do przedmiotowych standardów będą zbierane do 31 października br.

Dobre perspektywy dla gazu w elektroenergetyce

Władysław Mielczarski

Oczekiwania wobec gazu, szczególnie ze źródeł niekonwencjonalnych, dorównują w Polsce tylko nadziejom związanym kiedyś ze złożami ropy w Karlinie. Jednak tym razem gaz ma szansę stanowić istotny element tzw. miks energetycznego. Produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego w Polsce może osiągnąć nawet ponad 20% w perspektywie do roku 2050. Warunkiem skorzystania z gazu przez elektroenergetykę jest istotny spadek jego ceny – nawet dwukrotny.

Półtora roku temu w Polsce zapanowała powszechna radość z obniżenia cen gazu, który Gazprom sprzedaje PGNiG. Co prawda, są to nadal jedne z najwyższych cen w Europie i chyba na świecie, a obniżka była niewielka, ale zawsze. Płacimy rzeczywiście mniej, ale to nadal prawie 500 USD za 1000 m³.

Tymczasem na świecie dokonuje się kolejna technologiczna rewolucja, której skutki trudno przecenić. Ceny gazu wydobywanego ze źródeł niekonwencjonalnych (łupki) spadły w USA nawet poniżej 100 dol./1000 m³ (rys. 1). Jest to pięciokrotnie

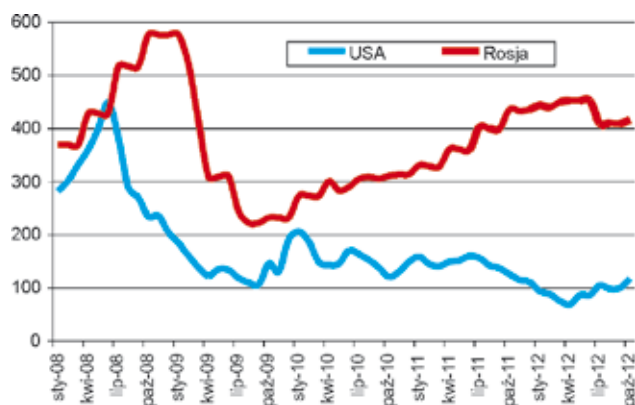
powstający „hub”, jakim stanie się gazoport w Świnoujściu. Decyzja o budowie tego portu, mimo wielu niejasności dotyczących tzw. kontraktu katarskiego, była jedną z najlepszych decyzji dotyczących energetyki i niezależności energetycznej. Jednak trzeba pamiętać, że gazoport w Świnoujściu to zaledwie 7,5 mld m³ zdolności przeładunkowej rocznie. Hiszpania, o podobnej do Polski wielkości gospodarki, ma porty LNG o zdolności przeładunkowej ponad 60 mld m³ rocznie. Ta różnica pokazuje, jak wiele potrzeba do uniezależnienia się od importu gazu z jednego kierunku.

Tak daleko idącej zmiany w technologii wydobycia gazu nie przewidywano nawet w USA, gdzie kilka lat temu budowano porty na import gazu LNG z Bliskiego Wschodu. Dziś kontrakty zostały rozwiązane, a porty przebudowuje się na eksport gazu do Europy i innych krajów. Jednym z najbardziej zaawansowanych jest port w Luizjanie – Sabine Pass. Firmy amerykańskie występują do Departamentu Energii (DoE) o pozwolenie na eksport gazu. DoE wstrzymuje się z wydawaniem pozwoleń, czekając na kolejne analizy, jak eksport gazu wpłynie na ceny na rynku wewnętrznym. Na pozwolenie na eksport czeka kilkanaście aplikacji obejmujących 256 mld m³. To więcej niż połowa gazu zużywana przez wszystkie kraje europejskie.

Trwają dyskusje dotyczące wielkości eksportu gazu, na jaki zdecyduje się USA. Znaczny eksport gazu podwyższy ceny na rynku krajowym. Administracja USA ma do wyboru skierować tani gaz tylko na rynek wewnętrzny lub zdecydować się na eksport, co podwyższy ceny na rynku krajowym. Wydaje się jednak, że ten dylemat zostanie rozwiązany dzięki postępowi technologicznemu. Gazu będzie tak dużo, że wystarczy i na rynek krajowy, i na eksport.

Trzeba również pamiętać, że gaz w złożach niekonwencjonalnych występuje w połączeniu z ropą naftową. W wielu przypadkach to gaz jest produktem dodatkowym przy wydobyciu ropy, która pokrywa związane z tym koszty. Ceny ropy naftowej coraz bardziej przestają zależeć od sytuacji politycznej na Bliskim Wschodzie. Co prawda, kryzys syryjski nadal jest pretekstem do spekulacji cenami ropy, ale wpływ Bliskiego Wschodu jest coraz mniejszy. Zgoda rządu USA na budowę rurociągu XL Keystone z Kanady do rafinerii nad Zatoką

Rys. 1. Ceny gazu w Rosji i USA w USD/1000 m³



Źródło: Bank Światowy.

mniej niż płaci Polska i prawie czterokrotnie mniej niż płaca Niemcy w kontraktach z Rosją (ceny gazu są indeksowane cenami ropy naftowej).

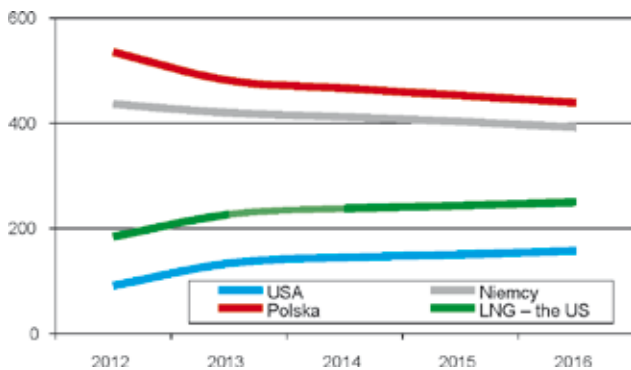
PROGNOZY CEN GAZU

Nadzieje na tani gaz z krajowych źródeł gazu niekonwencjonalnego mogą spełnić się tylko w ograniczonym zakresie. Odwiertów jest mało i są one pięciokrotnie droższe niż w USA. Zasoby gazu i możliwość uzyskiwania ograniczonych wolumenów z jednego odwiertu – poniżej 50–80 mln m³ – mogą spowodować, że wydobycie tego gazu nie będzie konkurencyjne. Ceny gazu w Polsce będzie w znacznej mierze kształtować

Meksykańską spowoduje znaczny spadek cen ropy naftowej i następnie spadek cen gazu ziemnego.

Wydaje się, że eksport gazu z USA do Europy jest nieunikniony i będzie skutkował znacznymi spadkami cen gazu (rys. 2.).

Rys. 2. Prognozy cen gazu ziemnego w USD/1000 m³



Źródło: Bank Światowy, DECC i symulacje własne.

GAZ W ELEKTROENERGETYCE

W USA tani gaz powoduje przejście elektrowni z węgla na paliwo gazowe, co skutkuje znacznym zmniejszeniem emisji CO₂, podczas gdy w ogarniętej obsesją redukcji CO₂ Europie emisje tego gazu rosną. Po raz kolejny okazało się, że najlepsze efekty osiąga się poprzez konkurencyjny rynek i postęp technologiczny, jaki on wymusza, a nie biurokratyczne systemy Unii Europejskiej, jak dogorywający EU ETS czy źle funkcjonujące systemy subsydiów dla źródeł odnawialnych.

Wysokie ceny gazu w Europie powodują zamykanie nawet nowo zbudowanych elektrowni gazowych. Produkcja energii elektrycznej z gazu w Europie, w przeciwieństwie do USA, jest

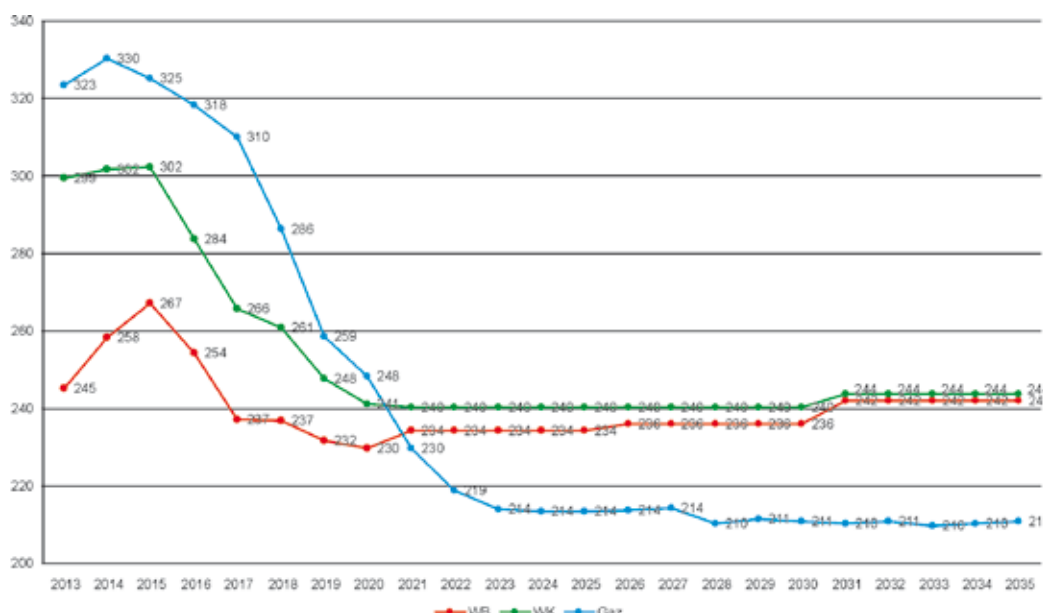
nieoptymalna. Jednak elektrownie gazowe ze względu na swoją elastyczność pełnią ważną funkcję w systemie elektroenergetycznym. Zmieniające się w ciągu doby zapotrzebowanie na energię elektryczną, której nie można magazynować, wymaga szybkich do uruchomienia elektrowni gazowych, które również w sposób elastyczny są w stanie zmieniać produkowaną ilość energii elektrycznej.

Przy obecnych cenach produkcja energii elektrycznej w elektrowniach gazowych jest nieoptymalna w Europie i w Polsce (rys. 3). Jednak spadek cen gazu, który może być efektem znacznego eksportu USA do Europy, stwarza szansę na konkurencyjne ceny energii elektrycznej. Warunkiem opłacalności jest spadek cen gazu poniżej 250 USD/1000 m³. Jest to możliwe przy znacznym imporcie gazu LNG oraz zwiększeniu wydobycia w Europie, o ile regulacje Unii Europejskiej nie zwiększą kosztów wydobycia do poziomu, przy którym jego użytkowanie w energetyce będzie nieoptymalne.

Elektrownie gazowe mogą odegrać znaczną rolę w systemie elektroenergetycznym, kompensując zmiany zapotrzebowania na energię elektryczną. Również polityka energetyczna Unii Europejskiej zmierza do redukcji emisji CO₂ przy produkcji energii elektrycznej. Elektrownie gazowe emitują średnio około 0,5 Mg/MWh, podczas gdy nowe elektrownie węglowe około 0,85Mg/MWh, a elektrownie korzystające z węgla brunatnego około 1 Mg/MWh. Jednak ceny pozwoleń na emisję CO₂, które faworyzowałyby elektrownie gazowe, są niskie i wynoszą obecnie poniżej 5 euro/Mg. Pomimo wysiłków Komisji Europejskiej zwiększenia cen tych pozwoleń, są one bardzo niskie. Nie należy spodziewać się zwiększenia cen tych pozwoleń do roku 2020, a po tym okresie istnienie systemu handlu pozwoleniami jest pod znakiem zapytania.

Można przyjąć z dużym prawdopodobieństwem, że system handlu pozwoleniami na emisję CO₂ nie będzie miał dużego wpływu na technologie produkcji energii elektrycznej. Głównym czynnikiem wpływającym na konkurencyjność

Rys. 3. Koszty produkcji z nowych instalacji przy uwzględnieniu kosztu CO₂



Źródło: symulacje własne.

technologii będzie cena paliwa. Jeżeli uda się znacznie – dwukrotnie – obniżyć ceny gazu ziemnego, elektrownie gazowe mają szansę stać się ważnym elementem miks energetycznego, a ich udział w produkcji energii elektrycznej może osiągnąć nawet około 20% do roku 2050.

Profesor dr hab. inż. Władysław Mielczarski pracuje na stanowisku profesora zwyczajnego w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej.

Ekologiczne aspekty gazu ziemnego

Adam Szurlej

Duży potencjał wzrostu wykorzystania gazu ziemnego należy wiązać z planowanymi inwestycjami w energetyce – budową bloków gazowo-parowych – przede wszystkim ze względu na walory środowiskowe tego paliwa. Niestety, barierą dla szerszego wykorzystania gazu ziemnego w sektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła jest cena paliw gazowych, a właściwie relacja cen gazu do cen węgla – wiodącego paliwa w krajowej energetyce.

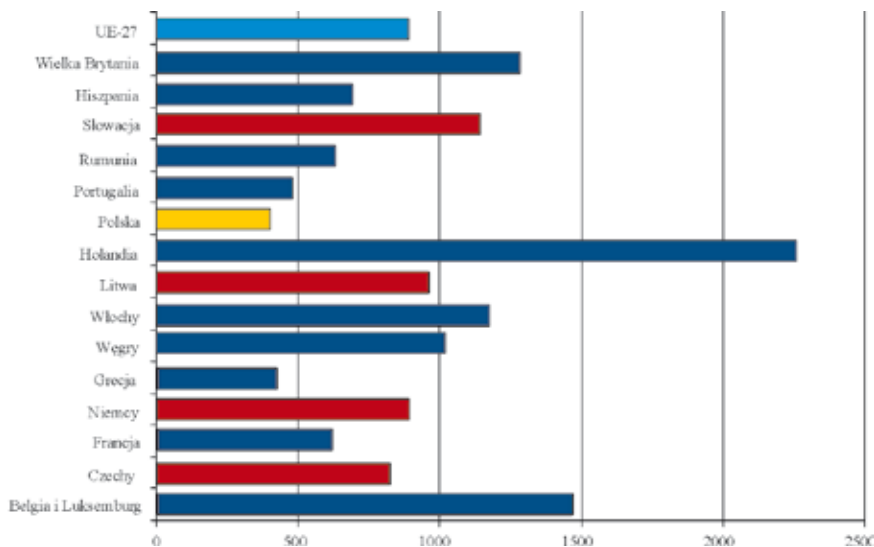


Pięć lat temu, 15 września 2008 r., upadł bank Lehman Brothers. Datę tę przyjmuje się za początek wybuchu największego kryzysu finansowego od czasu wielkiej depresji z lat 30. ubiegłego wieku. W przypadku Polski kryzys przełożył się na obniżenie dynamiki wzrostu PKB, a w większości państw Europy odnotowano poważne spadki tego podstawowego wskaźnika makroekonomicznego. Ma to także odzwierciedlenie w spadku zapotrzebowania na nośniki energii, w tym gaz ziemny, w większości państw europejskiej Wspólnoty, a tym samym kryzys boleśnie zweryfikował większość prognoz sprzed

kilku lat, przewidujących tendencje wzrostowe w obszarze zapotrzebowania na paliwa gazowe. Porównując zużycie gazu dla UE w 2012 r. z zużyciem w 2007 roku (przed kryzysem), widoczny jest spadek aż o ponad 38 mld m³ (dane BP), a więc wolumen gazu odpowiadający rocznemu zapotrzebowaniu na to paliwo Holandii – kraju, który plasuje się na czwartym miejscu w UE pod względem zużycia gazu. Krajowy rynek gazu ziemnego, jako jeden z nielicznych w gronie państw UE, odnotował w tym „kryzysowym okresie” wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny. Zapewne tę tendencję wzrostową zawdzięczamy m.in.

w miarę stabilnej sytuacji w gospodarce. Warto jednak podkreślić, że nawet uwzględniając tę tendencję spadkową w zakresie zapotrzebowania na gaz w przypadku UE oraz wzrostową dla Polski, to – analizując jednostkowe zużycie gazu ziemnego – w przypadku naszego kraju wskaźnik ten kształtuje się na poziomie 411 m³/osobę i jest jednym z najniższych w UE (średnia dla UE to ok. 880 m³/osobę (rys. 1.)). Jak można zauważyć, także kraje sąsiadujące z Polską cechują się znacznie wyższą wartością tego wskaźnika.

Rys. 1. Jednostkowe zużycie gazu ziemnego w Polsce na tle wybranych krajów UE – 2011 r. [m³/osobę/rok]



Źródło: opracowanie własne.

GAZ ZIEMNY W ENERGETYCE

Niski wskaźnik jednostkowego zużycia gazu w Polsce wynika bezpośrednio z około dwukrotnie niższego udziału gazu ziemnego, w porówna-

niu z UE, w strukturze zużycia energii pierwotnej. W przypadku Polski w bilansie energii dominuje węgiel. Wynika to z posiadania znaczących, jak na warunki europejskie, zasobów węgla oraz historycznych uwarunkowań rozwoju krajowego sektora elektroenergetycznego, w którym dominują jednostki wytwórcze bazujące na węglu kamiennym i brunatnym. Taka, można powiedzieć unikalna jak na Europę, struktura wytwarzania energii elektrycznej, w której łączny udział węgla wynosi ok. 86%, z jednej strony gwarantuje wysoki poziom bezpieczeństwa energetycznego, bo opiera się przede wszystkim na krajowych nośnikach energii, z drugiej zaś generuje znacznie więcej zanieczyszczeń gazowych i stałych w porównaniu z państwami, w których w dużo większym stopniu wykorzystuje się gaz ziemny oraz odnawialne źródła energii (OZE). Tabela 1. potwierdza ekologiczne zalety gazu ziemnego.

Tabela 1. Jednostkowa emisja dwutlenku węgla przy spalaniu różnych paliw kopalnych

Paliwo	Jednostkowa emisja [kg CO ₂ /GJ]
Węgiel kamienny	94,60
Węgiel brunatny	101,20
Ropa naftowa	74,07
Benzyna	66,00
Nafta	71,50
Olej opałowy	77,37
Olej napędowy	74,07
Gaz ziemny	56,10

Jak widać z tabeli 1., największa emisja CO₂ towarzyszy spalaniu węgla brunatnego, a o połowę mniejsza jest podczas spalania gazu ziemnego. W przypadku Polski produkcja energii elektrycznej opiera się głównie na węglu, w krajach UE struktura wytwarzania energii elektrycznej jest bardziej zróżnicowana, w niektórych państwach gaz ziemny jest głównym paliwem (oczywiście, z szerszym wykorzystaniem gazu w energetyce wiązać się będzie niższe oddziaływanie na środowisko przyrodnicze). Potwierdza to także analiza kierunków sprzedaży gazu ziemnego, w kraju ok. 10% gazu trafia do elektrowni/elektrociepłowni oraz ciepłowni, w UE ten udział jest znacznie większy – wynosi 29%. W tabeli 2. zestawiono dane dla wybranych krajów UE, informujące o skali wykorzystania paliw gazowych w sektorze wytwarzania energii elektrycznej w latach 2000–2011. O ile w pierwszych latach XXI wieku daje się zauważyć trend wzrostowy produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem gazu ziemnego, to końcowe lata analizowanego okresu, a więc lata kryzysowe, ukazują spadek produkcji energii elektrycznej z gazu. Analizując najnowsze dane za 2012 r. z rynku brytyjskiego, a więc rynku, na którym od lat najwięcej gazu wykorzystywano do wytwarzania energii elektrycznej, widoczny jest dalszy spadek zapotrzebowania na gaz ze strony sektora energetycznego. W przypadku Wielkiej Brytanii w 2012 r. udział błękitnego paliwa w produkcji energii elektrycznej wyniósł 27,5% i w porównaniu z 2011 r. zużycie gazu na ten cel zmniejszyło się aż o 31%. Natomiast zdecy-



dowany wzrost odnotowano w obszarze wykorzystania węgla w energetyce, w 2012 r. udział węgla w produkcji energii elektrycznej wyniósł 39,4% i w odniesieniu do 2011 r. jego wykorzystanie wzrosło o 31,9%. Tak więc, w 2012 r. nastąpiła znacząca zmiana w strukturze paliw wykorzystywanych w energetyce, i to węgiel stał się najważniejszym nośnikiem energii w Wielkiej Brytanii. Dane z rynku niemieckiego za 2012 r. także ukazują spadek, chociaż znacznie mniejszy niż w przypadku Wielkiej Brytanii, zużycia gazu ziemnego w energetyce.

W Polsce z gazu ziemnego wytwarza się ok. 5 TWh energii elektrycznej, a więc stanowi to ok. 3% całkowitej produkcji energii elektrycznej. Istnieją szanse, że w perspektywie najbliższych lat wzrośnie w kraju wykorzystanie gazu ziemnego na cele energetyczne. Szanse te należy wiązać m.in. z realizacją budowy bloków gazowo-parowych w Stalowej Woli (PGNiG

Tabela 2. Wykorzystanie gazu ziemnego w sektorze wytwarzania energii elektrycznej w wybranych krajach UE

Państwo	Zużycie gazu w elektrowniach 2011 [mld m ³]	Produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego [TWh]			
		2000	2005	2010	2011
Wielka Brytania	30,5	148,1	152,6	175,0	145,4
Francja	6,0	11,5	23,1	23,8	20,4
Niemcy	14,3	52,5	69,4	86,8	84,0
Włochy	27,3	101,4	149,3	152,7	142,0
Hiszpania	18,3	20,2	79,0	96,6	84,5
Polska	1,4	0,9	5,2	4,8	5,8

i Tauron) oraz we Włocławku (PKN Orlen). Oddanie do eksploatacji tych bloków przewidziane jest na 2015 r., a ich łączne zapotrzebowanie na gaz to ok. 1,2 mld m³/rok, co odpowiada w przybliżeniu obecnemu zużyciu gazu przez wszystkie krajowe elektrociepłownie wykorzystujące paliwo gazowe.

Mimo licznych zalet związanych z wykorzystaniem gazu ziemnego w energetyce, do których zaliczyć można m.in. praktycznie zerową emisję SO₂, niższą w porównaniu z jednostkami opalnymi węglem emisję NO_x oraz brak stałych odpadów po procesie spalania (nie występuje problem składowania i utylizacji odpadów) i zapylenia, w ostatnim czasie w UE obserwuje się mniejsze zainteresowanie tym paliwem ze strony energetyki. Wpływ na to ma zapewne nie najlepsza kondycja gospodarcza większości

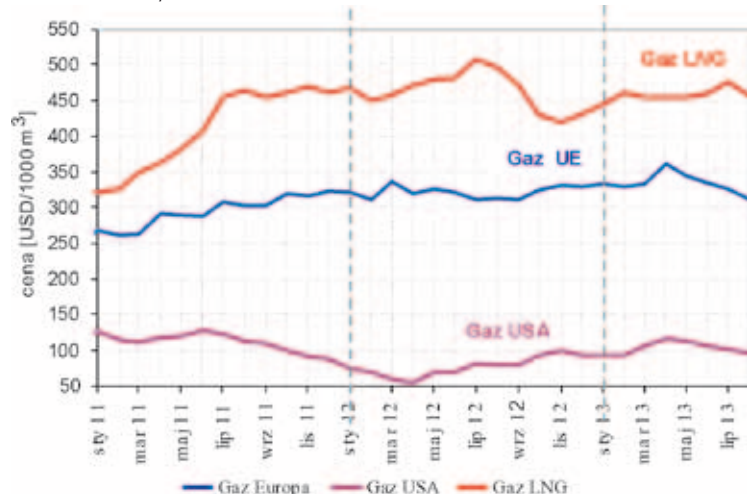
państw UE, o czym może świadczyć fakt, że w latach 2007–2012 odnotowano ok. 4-procentowy spadek produkcji energii elektrycznej (w przypadku Polski nieznaczny wzrost). Jednocześnie w ostatnich latach obserwuje się przeważający udział instalacji bazujących na OZE w przyroście zainstalowanej mocy (tabela 3.). Jeszcze kilka lat temu przeważały inwestycje bazujące na jednostkach zasilanych gazem ziemnym. Oczywiście, dynamiczny rozwój wykorzystania OZE w energetyce – z uwagi na ich niestabilny charakter pracy – pociąga za sobą inwestycje mające na celu zapewnienie stabilności pracy systemu elektroenergetycznego. Instalacje bazujące na gazie ziemnym, ze względu na ich wysoką elastyczność pracy, optymalnie się do tego nadają. Dodatkowym atutem tych instalacji są niskie nakłady inwestycyjne, krótki czas budowy czy wysoka sprawność wytwarzania energii elektrycznej, w przypadku niektórych jednostek przekracza 60%.

Tabela 3. Przyrost mocy zainstalowanej w 2012 r. w UE w podziale na źródła energii

Źródło energii	Przyrost mocy [GW]	Przyrost mocy [%]
Słońce (PV)	16,75	37
Wiatr	11,90	27
Gaz ziemny	10,54	23
Węgiel	3,07	7
Biomasa	1,34	3
Słońce (CSP)	0,83	2
Pozostałe	0,50	1

Barierą dla szerszego wykorzystania gazu w energetyce jest jego cena. W czasie kryzysu przedsiębiorstwa szczególną uwagę zwracają na możliwości ograniczenia kosztów i dlatego po przeprowadzeniu analiz cen gazu i węgla okazuje się, że ten drugi nośnik energii jest bardziej konkurencyjny, zwłaszcza w Europie. W przypadku USA dzięki „rewolucji łupkowej” ceny gazu ziemnego są zdecydowanie niższe – około 4-krotnie w 2012 r. (rys. 2.) i za oceanem to gaz ziemny wygrywa konkurencję z węglem, czego widocznym efektem jest wzrost jego wykorzystania

Rys. 2. Porównanie cen gazu ziemnego na rynku europejskim, amerykańskim i rynku LNG



Źródło: opracowanie Z. Grudziński 2013 (IGSMiE PAN w Krakowie) na podstawie danych Banku Światowego.

w strukturze wytwarzania energii elektrycznej, a także w innych gałęziach przemysłu, np. w przemyśle chemicznym. Szersze wykorzystanie gazu w energetyce zapewne także miało wpływ na spadek emisji CO₂ w USA, a więc w kraju, którego rząd do tej pory nie przystąpił do Protokołu z Kioto – w latach 2007–2012 odnotowano ok. 11-procentową redukcję CO₂, a w latach 2011–2012 – około 4-procentowy spadek. Co ciekawe, w UE w latach 2011–2012 spadek ten był na poziomie ok. 2% (dane BP).

GAZ ZIEMNY W TRANSPORCIE

Jednym ze sposobów na ograniczenie szkodliwego wpływu na środowisko rozwijającego się z roku na rok przemysłu motoryzacyjnego może być zwiększenie wykorzystania paliw alternatywnych w napędach silników. Spośród tych paliw przyjaznym rozwiązaniem dla środowiska są paliwa gazowe, a wśród nich na szczególną uwagę zasługuje sprężony gaz ziemny (CNG). Za stosowaniem tego paliwa przemawiają przede wszystkim względy ekologiczne – zmniejszona emisja szkodliwych substancji oraz mniejszy hałas. W wyniku jego spalania do atmosfery przedostaje się mniej szkodliwych tlenków i dwutlenku węgla w stosunku do paliw konwencjonalnych. Podczas spalania gazu nie tworzy się sadza, czego efektem jest brak dymienia. Silniki napędzane CNG pracują znacznie ciszej, nawet o 2–4 decybele w stosunku do silników napędzanych benzyną czy olejem napędowym. Przewagę pojazdów NGV daje również system tankowania, który ze względu na swą hermetyczność eliminuje emisję oparów paliwa do środowiska. Tak więc, paliwo to spełnia wszelkie normy związane z emisją szkodliwych substancji powstałych podczas spalania paliwa w pojazdach.

Ze względu na niższe wartości emisji zanieczyszczeń w ostatnich latach paliwo to staje się coraz bardziej popularne w aglomeracjach miejskich zarówno w kraju (m.in. w Rzeszowie, Tychach, Gdyni, Radomiu, Tarnowie), jak i na świecie. Mając na uwadze, że udział transportu w emisji całkowitej kształtuje się na poziomie 22% w przypadku tlenku węgla, 31% dla NO_x oraz 18% dla pyłów, celowe wydaje się rozwijanie CNG. Do tej pory za stosowaniem CNG w Polsce oprócz względów ekologicznych przemawiały także uwarunkowania ekonomiczne. Niestety, we wrześniu 2013 r. Sejm zmienił ustawę o podatku akcyzowym i nałożył na CNG akcyzę, co może zupełnie zahamować rozwój rynku CNG w Polsce. Jak pokazują liczne doświadczenia państw, w których dynamicznie rozwija się rynek CNG, jednym z narzędzi promujących szersze wykorzystanie tego paliwa jest odpowiednia polityka państwa, a więc m.in. zagwarantowanie niskich podatków.

Za wykorzystaniem gazu ziemnego zarówno w przemyśle, transporcie, jak i gospodarstwach domowych przemawiają względy ekologiczne. Niestety, jak pokazują doświadczenia zarówno krajowe, jak i zagraniczne, ten niepodważalny atut paliw gazowych nie jest na tyle istotny, aby przełożył się na szersze wykorzystanie gazu ziemnego. Ostatecznie to przede wszystkim uwarunkowania ekonomiczne przesądzą o wykorzystaniu poszczególnych rodzajów paliw.

Dr inż. Adam Szurlej jest pracownikiem naukowym AGH w Krakowie.



foto. NASA

Rynek energii czeka na decyzje

Daria Kulczycka

Energetyka zarówno w skali globalnej, jak i na wielu rynkach narodowych znalazła się w pewnym impasie. Decyzje polityczne uwalniające rynki energii spowodowały, że rządzący stracili możliwości sterowania, a mechanizmy rynkowe jeszcze nie zaczęły sprawnie działać. Z tym wyzwaniem prawie nikt sobie nie radzi. Dotkliwie doświadczamy tego także w Polsce.

Dawniej wszystko było bardzo proste. Na zmonopolizowanym rynku był jeden właściciel, który swobodnie decydował o wszystkim, a odbiorcy pokornie płacili rachunki, traktując je jako swego rodzaju podatek. Koncentrowano się na tym, by przewidzieć ceny surowców i zapewnić bezpieczeństwo polityczne na obszarach bogatych w te surowce. I nagle to wszystko się zmieniło. Prywatyzacja, liberalizacja rynku,

gwałtowne zmiany po stronie podaży i popytu, wysyp nowych technologii – to wszystko zachwiało rynkami energii. Co prawda, rządzący starają się to jakoś opanować, tworząc coraz bardziej rozbudowane systemy regulacyjne i powołując instytucje kontroli i nadzoru, ale efekty są wątpliwe. Może z wyjątkiem gwałtownego wzrostu zakresu regulacji. W obszarze środowiska i bezpieczeństwa liczba regulacji przyjętych przez UE wzrosła z 307 (1990 r.) do ponad 2000 obecnie.

Dziś nie jest łatwo ani inwestorom, ani decydom. Ostatnio po wysłuchaniu przemówienia kanclerz Angeli Merkel ktoś zapytał: – *jak to jest, że energia jest droga, a jednocześnie nie opłaca się inwestować?* Oczywiście biznesowa mowa, że jeśli ceny produktu są wysokie, to opłaca się inwestować. Otóż, w przypadku energii elektrycznej może być tak, że ceny na rynku hurtowym energii są zbyt niskie (także perspektywicznie) i nie powstają nowe moce, a jednocześnie odbiorca finalny płaci dużo, bo pokrywa także koszty przesyłu energii, subsydiów i niemałych podatków. Energia elektryczna może być więc jednocześnie i droga, i tania – trzeba rozróżniać kiedy i dla kogo. W tej samej niemieckiej debacie mówi się, że ceny hurtowe energii są niskie

z powodu nadprodukcji „zielonej energii”, ale jednocześnie rząd ostrzega przed niedoborami zimą. I to nie jest sprzeczność: kiedy wiatr wieje i słońce świeci mamy nadprodukcję, natomiast w zimową noc – niedobór. Okresy nadpodaży są dłuższe niż niedoboru, średnio ceny są więc niskie (w niektórych godzinach wręcz ujemne), a w okresach niedoboru potrafią szybkość do niespotykanych poziomów, ale na krótko. To skutek zerowego w praktyce kosztu zmiennego energii wiatrowej i słonecznej.

Nie tak dawno, kiedy mieliśmy tylko energetykę konwencjonalną, nadpodaż i niedobór miały charakter stały, generując standardowe reakcje cen. Obecnie już tak nie jest – dawne reguły tego rynku nie działają i muszą to uwzględnić wszyscy uczestnicy rynku. Energii elektrycznej może więc być jednocześnie i nadmiar, i niedobór – zależy to na przykład od godziny doby czy pory roku. Debatę energetyczną trzeba więc podnieść na wyższy poziom merytoryczny, nie można skupiać się na pojedynczych zjawiskach cenowych, podażowych czy inwestycyjnych, wyjmując je z szerszego kontekstu.

W naszej strefie gospodarczej – na **rynkach europejskiej Wspólnoty** – ramy polityki energetycznej zostały opracowane przy założeniu jednego scenariusza. Założono szybkie przyjęcie przez wszystkie wiodące gospodarki świata ambitnych celów klimatycznych oraz nieprzerwany wzrost gospodarczy i rosnący popyt na energię. Niestety, założenia rozeszły się z rzeczywistością i Europa bez „planu B” i zdolności do szybkiej reakcji na kryzys gospodarczy i amerykańską rewolucję łupkową znalazła się w sytuacji dużego zagrożenia dla swojej gospodarki.

Polityka energetyczno-klimatyczna UE deklaratorywnie oparta jest na trzech filarach: bezpieczeństwa energetycznego, konkurencyjności gospodarki oraz bezpieczeństwa środowiskowego. Fakty są jednak takie, że obligatoryjnie przyjęto cele i wyznaczono instrumenty tylko w obrębie polityki klimatycznej, która okazała się nadrzędna wobec przemysłowej i może być realizowana – co coraz wyraźniej widać – kosztem wzrostu gospodarczego. W efekcie europejski przemysł jest konfrontowany z globalnymi konkurentami, którzy korzystają z dużo tańszej niż w Europie energii. Stany Zjednoczone, pomimo braku narodowej polityki klimatycznej, zmniejszyły znacząco emisję z energetyki, wzmocniły niezależność surowcową i odbudowują przemysł dzięki taniej energii. Ku zaskoczeniu wszystkich – nawet samych Amerykanów – są oni zdecydowanie bardziej skuteczni w swej polityce przemysłowo-klimatycznej niż UE. Jestem zdania, że **przywrócenie równowagi pomiędzy polityką przemysłową, energetyczną i klimatyczną jest zadaniem pierwszoplanowym**. Przyjęcie pragmatycznej europejskiej polityki energetycznej to również przyznanie krajom członkowskim prawa wykorzystania w bezpieczny sposób własnych zasobów naturalnych, w tym węgla i gazu z łupków. Europejska strategia energetyczna powinna uwzględniać specyfikę krajów, one natomiast wyrzec się myślenia zbyt partykularnego czy krótkoterminowego. Rozwiązanie typu *one size fits all* to poszukiwanie Świętego Graala, na co szkoda czasu, warto natomiast podjąć wysiłek stworzenia jednego rynku energii *one Europe – one energy market*, bo perspektywnie przyniesie to korzyści wszystkim odbiorcom energii.

Niestety, politycy unijni niechętnie odniosą się do postulatu, aby UE rzetelnie przemyślała politykę energetyczno-klimatyczną, w tym czy i jakie obligatoryjne cele klimatyczne przyjąć **po 2020 roku**. Świat natomiast – na razie – dość obojętnie przyjmuje eu-

ropejskie wizje klimatyczne, a UE z udziałem ok. 11% w światowej emisji nie jest w stanie samodzielnie uratować światowego klimatu. Szanse globalnego porozumienia klimatycznego, które powinno zostać zawarte w Paryżu w 2015 roku, są bardzo niepewne. Jednocześnie nie można jednak negować faktu, że ambitne cele klimatyczne nie wynikają jedynie z ambicji europejskich polityków. Wiele społeczeństw europejskich jest przekonanych o słuszności i konieczności kontynuacji takiej polityki. Widzą w niej nie tylko sposób na zmniejszenie oddziaływania człowieka na środowisko, ale także motor rozwoju gospodarczego i pobudzenia innowacyjności. To ostatnie Polsce przydałoby się bez wątpienia. Pytanie tylko, jak to osiągnąć w mądry sposób, utrzymując przy tym konkurencyjność gospodarki i miejsca pracy.

A Polska wyraźnie za tym wszystkim nie nadąża. Nie potrafimy poradzić sobie w terminie z implementacją regulacji unijnych do naszego prawa i wciąż musimy nadrabiać czas, by nie płacić olbrzymich kwot nakładanych przez wyroki TS. Nie umiemy również skutecznie poradzić sobie z kreowaniem krajowej polityki energetycznej.

To, że od 2009 roku rząd nie potrafił uaktualnić strategicznego dokumentu, jakim jest PE 2030 jest nie do wytłumaczenia. Ale trzeba przyznać, że również inni uczestnicy rynku nie potrafią się odnaleźć w rzeczywistości. Sektor górniczy nie umie sobie poradzić z rosnącą konkurencją i oddaje nasz rynek importerom. Energetyka dość pasywnie przyjęła giełdę energii i, nie zauważając efektów energooszczędności i spowodowanego kryzysem spadku popytu na energię, ze zdumieniem podchodzi do niskich cen energii na rynku hurtowym i rezygnuje z wielu projektów inwestycyjnych, oznajmiając jednocześnie, że za dwa lata będą pierwsze braki w dostawach prądu. A konsumenci, jakby nie rozumiejąc ich trudnej kondycji finansowej, pogłębiają ich kłopoty, bo zakładają grupy zakupowe zdolne negocjować jeszcze niższe ceny. Istny zjazd po równi pochyłej wprost w ramiona kryzysu energetycznego.

W Konfederacji Lewiatan obserwujemy rynek energii z punktu widzenia odbiorców energii, którymi są wszystkie nasze firmy członkowskie, ale także z punktu widzenia producentów energii, również należących do konfederacji. Analizujemy więc racje różnych stron gry rynkowej. Niestety, widzimy, że zbyt często uczestnicy rynku ograniczają się do obrony swoich partykularnych interesów. Dodatkowo, jak się okazało przy pracach nad systemem ETS, części przemysłu brakowało wiedzy, jaki jest koszt energii i emisji w ich bilansach. Rynek wyraźnie wymusił na wszystkich – szkoda, że tak późno – konieczność uczenia się zarządzania energią.

Wydaje się, że rząd postanowił w końcu wkroczyć do gry. Co raz częściej artykułowane wizje zagrożenia *blackoutem*, wymusiły na rządzących, by przyjrze się sytuacji w sektorze energii. Co z kolei ujawniło wyraźnie skutki braku rządowego ośrodka analiz strategicznych i specjalistycznych *think tank*, przygotowanych do patrzenia na rynek jako całość.

Nikt nie zwolni rządu z odpowiedzialności za **bezpieczeństwo energetyczne kraju**. Strategia dla energetyki i przejrzyste regulacje to fundamenty polityki państwa i granice jego ingerencji w rynek. Oczekujemy zatem, że rząd wyznaczy w końcu lidera projektu „Energetyka polska”, który, będąc usytuowany odpowiednio wysoko w rządzie, będzie miał łatwość podejmowania decyzji i koordynacji pracy licznych urzędów odpowiedzialnych

dzis za sektor energetyczny i który zdoła wypracować długofalową strategię wraz z realnym harmonogramem jej wdrożenia i realizacji. Oraz, drobnostka, przekonać do politycznego porozumienia ponad podziałami. Niech powstanie wreszcie poważny rządowy dokument, który nie będzie katalogiem „pobożnych życzeń”, a rzetelną propozycją nowej polityki energetycznej, popartą modelowymi scenariuszami i oceną skutków przyjmowanych rozwiązań. Przerwijmy dość niepoważną licytację pomysłami niepopartymi analizami. Również spory o optymalny mikś energetyczny dla Polski niech wreszcie oparte będą na analizach naszego i światowego rynku, uwzględniających wielką dynamikę zachodzących zmian. Amerykańskiej rewolucji łupkowej już się nie da pominąć nie tylko w ocenie perspektyw dla rynku gazu, ale również dla węgla kamiennego.

Jednego ciągle należy się obawiać – czy zdołamy sprawnie przejść z etapu analiz i projektów do etapu podejmowania decyzji. Jak się obserwuje, co się dzieje wokół narodowej nadziei, jaką mają być zasoby gazu z łupków, można mieć wątpliwości. Przez tyle lat – mimo pełnego poparcia politycznego – ten program nie doczekał się żadnych regulacji i wyczerpał już cierpliwość wielu najpoważniejszych inwestorów. Ale tak już jest. Jak nie ma decyzji po stronie rządu, nie będzie też po stronie inwestorów. Nie ma najmniejszego wytłumaczenia dla takiego sposobu działania administracji rządowej.

Premier powiedział ostatnio, że Polska pozostanie przy węglu, jako podstawowym paliwie energetycznym, akcentując potrzebę ostrożności w stymulowaniu tempa rozwoju energetyki odnawialnej. Jednak w perspektywie roku 2050, a o takim horyzoncie czasowym mówi się w strategiach energetycznych, obecnie eksploatowane polskie złoża węgla brunatnego zosta-

na wyczerpane, a kamiennego dostarczać będą tylko małą część obecnej produkcji. Rozwiązaniem, zdaniem premiera, mają być inwestycje w nowe kopalnie. Na tym stwierdzeniu premier poprzestał, zakładając, że rozwiązuje ono problem – to jednak jest nieprawdą.

A co, jeśli z powodów społeczno-politycznych czy ekonomicznych nowe kopalnie nie powstaną albo jeśli powstaną, to wydobywany w nich węgiel będzie zbyt drogi i nie znajdzie nabywców? Czy wtedy oprzemy naszą energetykę na węglu importowanym? Jeśli tak, to powiedzmy to sobie otwarcie i dodajmy, że będzie to głównie węgiel z Rosji i Kazachstanu. Jest oczywiste, że polski scenariusz węglowy ma sens tylko wtedy, jeśli będzie oparty na polskim, atrakcyjnym cenowo węglu. Trudno doszukać się plusów scenariusza opartego na węglu importowanym. Należy więc wrócić do analiz i zweryfikować, czy długoterminowo takie rozwiązanie, że w wietrzne dni prąd produkują wiatraki, a w bezwietrzne – elektrownie konwencjonalne nie jest sensowniejsze, chociażby dlatego że wtedy polskiego, potrzebnego i stabilizującego system, węgla i gazu wystarczy na dłużej?

Jak mawia prof. Żmijewski, najtańsza energia to ta niezużyta. Ale musimy dopowiedzieć – najdroższa to ta niedostarczona. Kiedyś o przyszłości energetycznej decydowały wyniki dyskusji rządów z energetyką. Obecnie w dyskusję tę włączyli się, jakże skutecznie, wyborcy. **Czas, żeby swoją rolę odegrali przemysłowi odbiorcy energii, pytając o koszty i ceny. To pytanie i tak zdeteminuje przyszły kształt energetyki, bo taka jest natura wolnej gospodarki.**

Autorka jest dyrektorem departamentu ds. energii i zmian klimatu w PKPP Lewiatan.

Kogeneracja to strategiczny cel rynku energii

Jacek Szymczak

Mimo iż korzyści ekonomiczno-środowiskowe wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji są powszechnie znane, wciąż nie dysponujemy instrumentami wsparcia dla instalacji pracujących w skojarzeniu.

Warunki rynkowe są na tyle niekorzystne, że układy kogeneracyjne nie mogą się bilansować. Ceny energii na rynku hurtowym są za niskie, ceny uprawnień do emisji CO₂ nie rekompensują różnicy w koszcie paliw – węgla i gazu ziemnego – nawet przy uwzględnieniu wysokiej sprawności energetycznej źródeł gazowych. Nic zatem dziwnego, że w raporcie *Energetyka ciepła w liczbach – 2012*, kogeneracja

nie zajmuje takiego miejsca, jakie powinna i na jakie zasługuje. Jeśli chodzi o produkcję ciepła, w 2012 r. dała ona w wyniku 431,4 tys. TJ łącznie z ciepłem wytworzonym w procesach technologicznych (odzysk ciepła). Ponad 62% ciepła wyprodukowanego w źródłach, tj. 250 tys. TJ, zostało wytworzone w kogeneracji z produkcją energii elektrycznej. Jednak tylko 22% wszystkich badanych koncesjonowanych przedsiębiorstw wytwarzało ciepło w kogeneracji. Jeszcze niższe wskaźniki dotyczą sektora elektroenergetyki. Podobnie jak w latach ubiegłych, w 2012 r. podstawowym paliwem w źródłach ciepła, wykorzystywanym do jego wytwarzania, nadal był węgiel kamienny (ponad 74%). Zużycie gazu ziemnego w sektorze ciepłowniczym wynosiło 748 mln m³ gazu wysokometanowego i nieco ponad 300 mln m³ gazu zaazotowanego. Dla celów ciepłowniczych

zużyto zatem niewiele ponad 1 mld m³ gazu ziemnego. Warto może jednak odnotować, że w 2002 roku przedsiębiorstwa koncesjonowane zużywały 640 mln m³ gazu, a więc przez jedenaście lat zużycie wzrosło o prawie 50%. Ważne jest również to, że choć udział gazu ziemnego wynosi 7,8 proc. w strukturze zużycia paliw, ale w 2011 roku było ponad 1 procent mniej. Może nie jest to dynamika duża, ale jest widoczna.

W ramach prac Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie (IGCP) robiliśmy analizę potencjału rozwoju kogeneracji. W analizie staraliśmy się określić, licząc w GJ, jaki byłby potencjał do zagospodarowania przy zamianie ciepłowni na elektrociepłowni. Odrzucając kotły szczytowe i jednostki poniżej 15 MW, oszacowaliśmy, że ten możliwy potencjał wynosi 70 TJ. Przyjmując model rozwoju kogeneracji opartej na gazie, stwierdziliśmy, że jest miejsce na kolejny mld m³ lub nawet 2 mld m³ gazu ziemnego zużywanego przez sektor ciepłowniczy rocznie.

Taka prognoza może być realna, ale to już nie zależy od przedsiębiorstw ciepłowniczych. W głównej mierze zależy to od uwarunkowań prawnych, w których funkcjonują przedsiębiorcy. Nie tylko ciepłownicy, ale cała energetyka.

dokumentu referencyjnego dotyczącego „Najlepszych dostępnych technik” dla dużych obiektów spalania (BREF LCP), zaostrzającego warunki emisyjne dla tych źródeł. Te regulacje unijne sprawią, że kilkadziesiąt polskich przedsiębiorstw energetycznych zostanie objętych LCP. Izby gospodarcze rynku energii zgłaszały swoje uwagi i propozycje zmian zapisów przedmiotowego dokumentu, ale z nieznanym na dzisiaj efektem. Obszary wsparcia unijnymi środkami inwestycji w energetyce bardzo się kurczą.

Nowa perspektywa budżetowa 2014–2020 stwarza mgliste perspektywy. Obecnie nie wiemy, jak zostaną zapisane możliwości korzystania ze środków Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, podobnie nie wiemy, co z regionalnymi programami operacyjnymi. Jako izba gospodarcza powołaliśmy naszych przedstawicieli do współpracy z urzędami marszałkowskimi, aby aktywnie uczestniczyli w pracach nad tymi programami, by nie było ograniczeń podmiotowych i przedmiotowych dla sektora ciepłowniczego. Chodzi o to, aby na przykład w osiach priorytetowych Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko zapisana była możliwość



Plac budowy EC Stalowa Wola, która będzie pracowała na gazie ziemnym.

Zmiany w otoczeniu prawnym należałoby rozpocząć od zmiany przepisów Unii Europejskiej w zakresie przyznawania pomocy publicznej. Rozporządzenie Komisji Europejskiej o tzw. wyłączeniach blokowych sprawia, że praktycznie cała energetyka znalazła się poza tym systemem i została wyłączona z możliwości uzyskania pomocy publicznej na zasadach pomocy regionalnej. Co prawda, zachowała możliwość korzystania z pomocy horyzontalnej, ale to będzie miało mniejsze znaczenie w wymiarze finansowym, bowiem finansować można będzie tylko pewną różnicę nakładów wynikającą z porównania z jednostką wzorcową funkcjonującą na podstawie referencji BAT. Co ważniejsze, Komisja Europejska przygotowała projekt

korzystania z tych środków na rozwój kogeneracji i systemów ciepłowniczych, czyli sieci. Inna kwestia, że aby nasze przedsiębiorstwa mogły korzystać z regionalnych programów operacyjnych, gminy powinny przygotować plany gospodarki niskoemisyjnej, a urzędy marszałkowskie plan zintegrowany inwestycji terytorialnych. Jak widać, bogata jest lista warunków formalnoprawnych, po spełnieniu których firmy będą dopiero mogły aplikować o środki europejskie. Czy dzisiaj ktoś odpowiedzialnie może cokolwiek powiedzieć, jakie będą kierunki i tempo rozwoju polskiego rynku energii, skoro w kwestii wsparcia finansowania inwestycji możemy obecnie tylko stawiać pytania.

Co gorsza, nie tylko w kwestii środków unijnych. Krajowe otoczenie prawne dla rynku energii jest równie mało klarowne. Prace nad tzw. dużym trójpakiem postępują z wielkim trudem, a przyjęty mały trójpak niczego nie wyjaśnia. Czekamy na nowe prawo energetyczne. Z naszego punktu widzenia bardzo ważne są zapisy w prawie energetycznym dotyczące modelu regulacji w ciepłownictwie, który dałby możliwość zastosowania metody uproszczonej dla wszystkich firm ciepłowniczych, co dałoby wyższą rentowność, a tym samym zwiększyło potencjał inwestycyjny. Mamy nadzieję, że w nowym prawie energetycznym zawarty będzie kompleksowy system wsparcia kogeneracji. Jak wiadomo, w PE 2030 zapisano, że do 2020 roku powinien podwoić się potencjał kogeneracji, ale nie ma żadnych narzędzi, by ten zapis wypełnić. Dotychczasowy system wsparcia wygasł z końcem marca br., a nowego nie ma. Co prawda, Ministerstwo Gospodarki przygotowało nowelizację ustawy, przedłużającą system wsparcia na dotychczasowych zasadach do końca 2015 roku, ale po dyskusjach uznano, że ta nowelizacja wymaga notyfikacji przez KE. Trwa korespondencja pomiędzy stronami, KE postawiła dziesiątki pytań, na które odpowiedział merytorycznie UOKiK, ale nie ograniczył się do odpowiedzi, lecz uznał, że musi jeszcze udowodnić, iż system wsparcia dla kogeneracji oparty na certyfikatach nie stanowi pomocy publicznej. Tym samym zamiast jedynie formalnego potwierdzenia przez KE, że system wsparcia nie wymaga notyfikacji, powstał problem kojarzenia go z pomocą publiczną, co tylko komplikuje i wydłuża korespondencję z KE i pogłębia niepewność sektora energetycznego w kwestii wsparcia dla kogeneracji. 18 września br. Polska otrzymała kolejne pytania od Komisji Europejskiej. KE zadała osiem pytań i zaznacza, że odnoszą się tylko do kwestii stwierdzenia, czy polski system wsparcia kogeneracji w postaci certyfikatów zawiera elementy pomocy państwa. KE zarazem nie wyklucza, że zwróci się do polskich władz o uzupełnienie informacji. KE informuje, że w przypadku braku odpowiedzi nie będzie w stanie przyjąć stanowiska w sprawie wsparcia dla kogeneracji i w rezultacie termin dwóch miesięcy, w którym musi zająć stanowisko, zacznie bieg dopiero po otrzymaniu oczekiwanych informacji.

Byliśmy do tej pory przekonani, że przygotowane i przedyskutowane z przedsiębiorcami projekty rozwiązań w postaci pomarańczowych certyfikatów dedykowanych nowym instalacjom i zachowanie wsparcia dla już funkcjonujących na podstawie świadectw pochodzenia zostaną zapisane w nowych regulacjach prawnych. Ale teraz nie wiadomo, jak postąpi KE. Jeśli uzna, że system wsparcia oparty na świadectwach jest jednak pomocą publiczną, pojawi się problem. Albo zatem strona polska będzie starała się przeforsować ten system w KE, co nie będzie łatwe, albo trzeba będzie poszukiwać innego modelu wsparcia. A dla legislacji nie ma nic gorszego niż stan zawieszenia, obserwowany obecnie. Jednak z rządowej informacji dostępnej publicznie wynika, że w październiku projekty trafią pod obrady komitetu stałego RM, a w listopadzie może trafią do Sejmu. Należy oczekiwać, że powstanie podkomisja, jej prace będą trwać, sprawa nie trafi raczej na szybką ścieżkę legislacyjną, więc obietnice, że proces zakończy się w tym roku, wydają się mało realne. Gdyby to była połowa 2014 roku – byłoby dobrze.

Stan permanentnej niepewności legislacyjnej powoduje, że sektor ciepłowniczy – ale także energetyka – wstrzymują pla-

nowane inwestycje. Więcej, znane są przypadki, że wyłączane są z eksploatacji nowo powstałe instalacje kogeneracyjne. W tych okolicznościach trudno rozprawić o potencjalnych możliwościach ich rozwoju. Choć wiadomo, że to właśnie takie rozproszone źródła – kilku czy kilkunastu MW, są najbardziej stabilnym partnerem dla systemu energetycznego i dla gazownictwa. Te rozdrobnione małe układy skojarzone, funkcjonujące w podstawie, nawet latem pracując na potrzeby ciepłej wody użytkowej, są stabilnym dostawcą energii elektrycznej do systemu i stabilnym odbiorcą gazu ziemnego. Wspomniałem wcześniej, że tylko 22% koncesjonowanych przedsiębiorstw wytwarzało ciepło w kogeneracji. To daje olbrzymie możliwości modernizacji i rozwoju systemu. A jest przecież w Polsce jeszcze bardzo dużo niskiej emisji. Głośny przykład Krakowa to niejeden przypadek. Ile ich jest, tak naprawdę nikt nie wie. Ile ton węgla można zaoszczędzić i ograniczyć emisję, gdyby odbiorców indywidualnych w miastach przyłączyć do sieci ciepłowniczych. Wystarczy wypracować jakiś system współfinansowania wymiany instalacji w domach i kamienicach, z korzyścią dla środowiska i zdrowia mieszkańców.

Zdiagnozowany potencjał rozwoju na poziomie 70 TJ jest możliwy do osiągnięcia, podwojenie zużycia gazu ziemnego i znaczące ograniczenie emisji jest możliwe. Ale by te prognozy stały się faktem, muszą zostać wypracowane ramy prawne dla systemu wsparcia kogeneracji. Wszyscy uczestnicy rynku energii w Polsce – gazownictwo, ciepłownictwo, elektroenergetyka – powinni skupić się na tym, by wspomóc rząd w uzyskaniu korzystnych rozwiązań ze strony Komisji Europejskiej w zakresie pomocy publicznej i wspólnie wypracować dobre zapisy ustawowe wsparcia dla kogeneracji, bo to jest strategiczny cel dla rynku energii i dla wszystkich jego uczestników. Obserwując rozwijającą się współpracę izb gospodarczych funkcjonujących w tym sektorze, można wyrazić przekonanie, że zdolamy dopracować się rozwiązań systemowych stwarzających fundamenty rozwoju kogeneracji. Oczywiście, musimy być pragmatyczni. Rachunek ekonomiczny narzuca kierunki decyzji inwestycyjnych, ale wszystkie prognozy wskazują, że gazownictwo będzie kluczowym partnerem dla rozwoju energetyki pracującej w skojarzeniu. Doświadczenia Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie wskazują, że podobnie jak z producentami i dostawcami węgla, możemy porozumieć się z sektorem gazowniczym, bez wątplenia zainteresowanym wzrostem wolumenu sprzedaży gazu dla potrzeb przedsiębiorstw ciepłowniczych. Jako izba podpisaliśmy porozumienie ramowe z KHW, dzięki któremu zakontraktowane pół miliona ton węgla trafiło do kilkudziesięciu mniejszych przedsiębiorstw ciepłowniczych po dobrych cenach, co miało duże znaczenie, bo w pewnym okresie brakowało tego surowca i ceny były wysokie. Nie wkroczyliśmy w umowy bilateralne, stworzyliśmy tylko ramy umowne dla negocjacji. Może warto rozważyć taką możliwość również w przypadku gazownictwa. Gotowi jesteśmy na poziomie ramowym przedyskutować z PGNiG pewne rozwiązania prawne, które tworzyłyby możliwość negocjacji poszczególnych firm sektora ciepłowniczego w rozmowach biznesowych z dostawcami gazu ziemnego. Jestem za poszukiwaniem jakiegoś wspólnego rozwiązania.

Jacek Szymczak jest prezesem Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie.



Wypowiedź **Günthera Oettingera**,
komisarza UE ds. energii

Energetyczne perspektywy Europy

Poprosiliśmy Günthera Oettingera o przedstawienie najistotniejszych planów Unii Europejskiej dotyczących zwiększania efektywności energetycznej, planów rozbudowy infrastruktury, projektów związanych z procesem transformacji unijnej gospodarki w kierunku dekarbonizacji, a także o ocenę sytuacji na światowym rynku gazu.

UNIJNY RYNEK ENERGII

Energia to dziś jedno z największych wyzwań, z którymi mierzy się Europa. Podczas gdy jesteśmy u steru walki ze zmianami klimatycznymi, nasza konkurencyjność ekonomiczna zależy od bezpiecznych dostaw energii, sprzedawanych po konkurencyjnej cenie, a to wiąże się bezpośrednio z odpowiednią infrastrukturą. Do końca lat 90. ubiegłego wieku to wzrost popytu był ważniejszy od efektywności energetycznej, a dostawcy energii dostarczali ją przede wszystkim na swoje narodowe rynki. Ale dziś systemy energetyczne powinny być tworzone w taki sposób, aby wykorzystywać źródła odnawialne oraz paliwa niskowęglowe na poziomie kontynentalnym. Czy Europa jest na to przygotowana i gotowa podjąć to wyzwanie? Czy będzie w stanie zmniejszyć emisję gazów cieplarnianych o co najmniej 80% do 2050 roku i pozostać konkurencyjną? Komisja Europejska podjęła debatę wraz z opublikowaniem projektu tzw. *Energy Roadmap 2050*.

W Unii Europejskiej wyznaczaliśmy sobie do roku 2020 trzy cele – pozyskiwanie 20% energii ze źródeł odnawialnych, podniesienie efektywności energetycznej o 20% oraz obniżenie o 20% emisji CO₂ w porównaniu z 1990 rokiem. Dziś, w 2013 roku, musimy patrzeć dalej i brać pod uwagę, co będzie się działo w 2030 roku. Dlatego, zanim przedstawimy konkretne pro-

pozycje, należało rozpocząć konsultacje. Musimy zdecydować, które klimatyczne i energetyczne cele sobie wyznaczymy. Czy na przykład ze względu na specyfikację technologiczną wymagać one będą szczególnych proporcji źródeł odnawialnych lub czy powinniśmy ustalać ogólne poziomy ograniczenia emisji CO₂, a krajom członkowskim pozostawić dobór preferowanych przez nie technologii. Niedługo będziemy musieli zdecydować o wytycznych do 2030 roku, by kraje członkowskie UE mogły się do nich przygotować, a także zapewnić bezpieczeństwo inwestorów w swoich branżach. Dla inwestorów bowiem rok 2030 to już jutro.

Główny wniosek *Energy Roadmap* jest prosty: transformacja systemu energetycznego jest ekonomicznie wykonalna, pod warunkiem że dokonamy odpowiednich wyborów.

Oszczędności w zakresie energii są kluczowe. Powinny nas prowadzić do bardziej przyjaznej dla środowiska przyszłości.

W oszczędnościach energii istnieje ogromny, niewykorzystany potencjał. Znaczące oszczędności powinniśmy osiągać we wszystkich scenariuszach dotyczących dekarbonizacji. Popyt na energię pierwotną waha się od 16 do 20% do roku 2030 oraz od 32 do 41% do roku 2050 w porównaniu z okresem szczytu w latach 2005–2006. W związku z tym efektywność energetyczna stanowi kluczowe zagadnienie w transformacji systemu energetycznego – na etapie produkcji, dostaw oraz zużycia. Unia Europejska wdrożyła nową dyrektywę dotyczącą efektywności energetycznej, która obowiązuje kraje członkowskie do podjęcia działań, takich jak chociażby obowiązkowy program dla firm energetycznych, służący obniżeniu zużycia energii na poziomie klienta, czy obowiązek krajów członkowskich dotyczący odnowienia rocznie co najmniej 3% powierzchni budynków sektora publicznego. Unia zachęca również do audytów energetycznych w małych i średnich przedsiębiorstwach, a obowiązuje duże firmy do oceny swoich możliwości w zakresie oszczędzania energii.

Każde państwo członkowskie UE zobligowane jest do ustalenia własnego celu związanego z efektywnością energetyczną na rok 2020. Komisja poinformuje w 2014 roku, czy te cele i działalność poszczególnych państw doprowadzą Unię Europejską do osiągnięcia 20-procentowej efektywności energetycznej.

Mając na uwadze fakt, że nasze konwencjonalne źródła energii stają się deficytowe, powinniśmy wykorzystać obecną sytuację do zmiany w kierunku społeczeństwa wydajnych źródeł niskowęglowych. Nasze inicjatywy w kierunku rozwoju nowych i odnawialnych źródeł energii oraz osiągnięcia wysokiego stopnia efektywności energetycznej spełniają ten cel.

Polityka cenowa związana z węglem może dostarczać bodźce do wdrożenia efektywnych, niskowęglowych technologii w Europie. Europejski System Handlu Emisjami (ETS) stanowi niezbędny warunek w procesie transformacji systemu energetycznego, ale jest on niewystarczający. Zwiększenie inwestycji państwowych i prywatnych w badania i rozwój oraz w innowacje technologiczne jest również kluczowym czynnikiem dla przyspieszenia komercjalizacji i modernizacji wszystkich rozwiązań niskowęglowych, niezależnie od źródeł.

W Europie działa obecnie kilka spośród najlepszych na świecie przedsiębiorstw i instytucji naukowych związanych z energią ze źródeł odnawialnych. Jednocześnie podejmujemy się wielu działań badawczych mających na celu poszukiwanie nowych, bardziej wydajnych sposobów produkcji i wykorzystywania energii. Głównym wyzwaniem na dziś jest przyspieszenie rozwoju rynku technologicznego. Musimy pokazać, że przyjazne dla środowiska technologie energetyczne, które przyczyniają się do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw naszej energii, są też wykonalne, kosztowo efektywne i dobre dla środowiska i gospodarki. Dlatego zachęcam wszystkich interesariuszy, branże, obywateli i decydentów do połączenia sił we wspieraniu Unii Europejskiej w osiąganiu średnio- i długoterminowych celów dla naszego wspólnego dobra.

Rozbudowa niezbędnej infrastruktury jest sprawą kluczową. Z uwagi na handel energią elektryczną oraz w związku ze zwiększającym się wykorzystywaniem energii ze źródeł odnawialnych, co dotyczy właściwie każdego scenariusza rozwoju do roku 2050, właściwa infrastruktura w obszarze dystrybucji, interkonektorów i systemów przesyłowych dalekiego zasięgu staje się pilnym tematem. Istnienie odpowiedniej infrastruktury stanowi warunek *sine qua non*. W dalszej perspektywie potrzebne będzie rozszerzenie obecnie stosowanych metod planowania i stworzenie w pełni zintegrowanego systemu planowania przesyłu, dystrybucji, magazynowania i tzw. *electricity highways*. Ponadto, musimy rozwijać bardziej inteligentne sieci energetyczne, które będą w stanie sprostać zmiennej generacji z wielu rozproszonych źródeł, umożliwiając nowe zarządzanie popytem i podażą energii elektrycznej.

Po przyjęciu III pakietu energetycznego w 2009 roku Komisja Europejska w 2011 roku rozpoczęła debatę nad pilną potrzebą uzupełnienia rynku wewnętrznego. Podkreślaliśmy centralną rolę rynku wewnętrznego w zakresie bezpieczeństwa dostaw, w warunkach efektywności kosztowej i zrównoważonego rozwoju. Zaznaczaliśmy, co jeszcze należałoby zrobić, aby do 2014 roku nasz wewnętrzny rynek można było nazwać prawdziwie „kompletnym”.

To prawda, że w energetyka stawia duże wyzwania, wymagające inteligentnych i szybkich rozwiązań. Sektor energetyczny jest wysokopolityczny, dotyka bezpośrednio wrażliwych i strate-

gicznych obszarów na najwyższym państwowym poziomie – o to na przykład chodzi w „koszyku energetycznym”. Dotyka również interesów największych firm, mając jednocześnie bezpośredni wpływ na nasze codzienne życie.

Musimy na te zagadnienia spojrzeć w sposób europejski. Najlepszych rozwiązań należy szukać wspólnie, a nie we fragmentaryzacji rynków i nie w izolacji.

Europeizacja rynku oraz zasady kodeksów sieci mogą stanowić krok decyzyjny i stworzyć prawdziwie zintegrowany rynek. Podczas gdy korzyści zintegrowanego rynku są oczywiste, i przynajmniej w słowach wspierają tę ideę, to jednak sukces projektu nie jest pewny. Otwarcie granic poprzez harmonizację podstawowych reguł może się udać tylko pod warunkiem, że kraje członkowskie będą chciały znaleźć niezbędny kompromis we wspólnych zasadach. Właśnie w tym widzę największe ryzyko w naszym projekcie harmonizacji. Stworzenie europejskiego rynku energetycznego nie będzie możliwe bez kompromisów. Może być nawet konieczne odstępstwo od wypracowanych wcześniej krajowych praktyk w kierunku rozwiązań ogólnoeuropejskich. Jednakże, z uwagi na niekwestionowane korzyści płynące z harmonizacji, ciągle wierzę, że uda nam się ustalić niezbędne zasady jeszcze przed końcem 2013 roku.

GLOBALNY RYNEK GAZU

Zależność UE od importu będzie znacząco rosła, ponieważ produkcja ropy w krajach unijnych spada. Przewidujemy, że krajowe wydobycie ropy może spaść o 46% do roku 2030, a krajowe produkcje gazu mogą spaść o około 31% w tym samym czasie. Ten spadek w wydobyciu gazu może być nieco łagodniejszy ze względu na wydobycie gazu niekonwencjonalnego, przed którym obecnie w Unii Europejskiej stoją poważne wyzwania. To wszystko może sprawić, że zależność od importu ropy w UE może wzrosnąć z 84% w roku 2010 do ponad 90% w 2030, a gazu z 63% do prawie 73%.

Jednocześnie przed UE stoi wyzwanie związane z wysokimi cenami energii, które są ważne zwłaszcza w aspekcie konkurencyjności UE. W 2012 roku przemysłowe ceny gazu były w USA ponad cztery razy niższe niż w Europie. Ostatnio ten temat dyskutowany był na spotkaniu głów państw krajów członkowskich UE, które zwróciły się do Komisji Europejskiej o wykonanie pełnej oceny składników i czynników wpływających na ceny i koszty energii. Chodzi również o szerokie spojrzenie na konkurencyjność UE w porównaniu z globalnymi odpowiednikami gospodarczymi. Podczas gdy dostawcami ropy do UE są Rosja i Norwegia, a gazu również Algeria, to główne potwierdzone źródła gazu niekonwencjonalnego są w bardziej wymagających regionach świata.

Oczywiście, w Ameryce Północnej nastąpiła poważna „rewolucja”, która ma, i będzie miała, decydujący wpływ nie tylko na rynki energetyczne UE, ale również na te globalne. W kilka lat sytuacja na rynku amerykańskim radykalnie się zmieniła – od narastającej zależności od importu ropy i gazu do sytuacji, kiedy produkcja własna zarówno ropy, jak i gazu będzie się znacząco rozwijać.

Według danych agencji amerykańskiej EIA (*Energy Information Administration*), ostatni *Annual Energy Outlook* informuje, że zależność od importu będzie spadać z 45% w roku 2011 do 34% w roku 2019. Podczas gdy obecne przewidywania sugerują, że import po tym czasie znów wzrośnie, będzie to prawdopodob-

nie ze źródeł na tej samej półkuli, bardziej niż z krajów Bliskiego Wschodu. Dziś po raz pierwszy od sześćdziesięciu lat Stany Zjednoczone eksportują więcej czystej ropy naftowej niż jej importują. Produkcja krajowa gazu w USA powinna narastać do roku 2040, przewyższając krajową konsumpcję do roku 2020 oraz zachęcać do eksportu gazu. Eksport LNG powinien rozpocząć przed rokiem 2016. Ta rewolucja energetyczna ma już dziś bardzo duży wpływ na konkurencyjność niektórych branż sektora przemysłowego USA, zwłaszcza branż wysokoenergochłonnych, takich jak chemiczna, stali, produkcja tworzyw sztucznych oraz szkła. Zauważyłem, że doradca ds. bezpieczeństwa narodowego w kwietniu poinformował, iż producenci w wysokoenergochłonnych branżach ogłosili inwestycje w wysokości 95 mld dolarów, wykorzystujące niskokosztowy gaz ziemny. Jaka to jest różnica w porównaniu z Unią Europejską?

W niedalekiej przyszłości moglibyśmy potencjalnie rozważyć również amerykański eksport LNG i innych produktów paliwowych. Nawet jeśli nasze rynki energetyczne z punktu widzenia zależności od importu węglowodorów mogą rozchodzić się w różnych kierunkach, to taka sytuacja może w rzeczywistości przynieść znaczące szanse dla rozwoju partnerstwa w transatlantyckim handlu energią.

Unia Europejska i Stany Zjednoczone mają wspólną wizję bezpieczeństwa energetycznego i równowagi – co można osiągnąć poprzez otwarte, konkurencyjne i transparentne międzynarodowe rynki energii oraz poprzez politykę wsparcia promującą zrównoważoną produkcję i konsumpcję energii, a zwłaszcza rozwój energetyki odnawialnej oraz efektywności energetycznej. To właśnie te wartości musimy nadal promować globalnie, szczególnie w krajach, w których państwo odgrywa przesadnie dominującą rolę w sektorze energetycznym. Te wartości powinny być zawarte w naszym Transatlantyckim Partnerstwie ws. Handlu i Inwestycji, będącym obecnie w trakcie negocjacji. Powinniśmy wspólnie ustalić globalne wzorce i silniejsze zasady dla sektora energetycznego w multilateralnym systemie handlowym.

Dodatkowo, w kontekście Rady Energetycznej UE–USA dysktowaliśmy z naszymi amerykańskimi partnerami o ich doświadczeniu w rozwoju źródeł gazu niekonwencjonalnego, szczególnie w świetle podejścia prac komisji w zakresie stworzenia środowiskowych, klimatycznych i energetycznych ramowych warunków oceny do zapewnienia pewnych i bezpiecznych źródeł niekonwencjonalnych paliw kopalnianych. Nawet jeśli nie przewidujemy znaczącej produkcji w UE gazu niekonwencjonalnego, musimy ten temat analizować, bo zasoby te mogłyby, być może, zmniejszyć nasze rosnące uzależnienie od importu gazu.

Rosja w tym kontekście jest, oczywiście, kluczowym partnerem. Federacja Rosyjska jest naszym najważniejszym zewnętrznym dostawcą energii. Dostarcza do Unii Europejskiej 30% importowanego gazu ziemnego, 34% ropy i 27% węgla. Dodatkowo, Rosja jest ważnym dostawcą UE również w zakresie uranu. Przy tym firmy rosyjskie oraz budżet państwa w znacznym stopniu zależą od wpływów z eksportu tych dóbr do UE. Nasza infrastruktura dla ropy i gazu jest w dużym stopniu połączona, i to nie tylko, jeśli chodzi o kraje nadbałtyckie. Rzeczywiście Rosja i UE działają komplementarnie. W ostatnich dziesięcioleciach rozwinęliśmy stabilne relacje dostawca–konsument oraz bardzo silne relacje handlowo-biznesowe. Z drugiej strony, nasze relacje energetyczne w ostatnich latach nie były łatwe. W UE mamy obawy o bez-

pieczeństwo dostaw, a w Rosji istnieją obawy o bezpieczeństwo popytu. Wstrzymane dostawy gazu w konflikcie Rosja–Ukraina w styczniu 2009 roku były sygnałem dla państw UE, by kontynuować politykę dywersyfikacji i przyspieszyć tworzenie wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu. To częściowo spowodowało rozdrażnienie strony rosyjskiej. A zastosowanie działań komisji w ramach procedur antymonopolowych przeciwko Gazpromowi oraz rosyjskie przepisy o blokowaniu firm strategicznych spowodowały kolejne napięcia.

Jednakże jest jasne, że w niektórych rozbieżnościach chodzi bardziej o inne koncepcje w zakresie funkcjonowania naszych rynków energetycznych niż o rozważania geopolityczne. W UE chcemy stworzyć efektywne i konkurencyjne rynki energetyczne wewnątrz granic wewnętrznych krajów członkowskich. Gaz i prąd powinny swobodnie przepływać na tych rynkach z obszarów niskich do obszarów wysokich cen. Ceny powinny być oparte na popycie i podaży, a nie regulacjach, subwencjach czy pozycji dominującej jednego kluczowego gracza. Dążymy do stworzenia rynku o odpowiedniej płynności i z niskimi barierami wejścia, przy wsparciu zróżnicowania i innowacji w produktach oraz usługach, na poziomie hurtowym i detalicznym. Nasze wewnętrzne przepisy legislacyjne mają na celu wolną i uczciwą konkurencję z dostępem strony trzeciej. Można to zrobić najlepiej przy zastosowaniu niezależnego zarządzania i inwestycji w sieci, z zasadami transparentnego rynku, rzetelności i spójności oraz przy stosowaniu kontroli nadużyć.

Biorąc pod uwagę przede wszystkim gaz, Rosja była naszym dostawcą przez wiele dziesięcioleci, dostarczając go około 25–30%. Ale to się ostatnio zmieniło w związku z szybkim rozwojem Norwegii i znaczącym wzrostem udziału LNG, zwłaszcza po kryzysie w roku 2009. Rosja musi reagować na te zmiany i dostosować się do nich, musi być bardziej elastyczna, jeśli chodzi o stosunki z nabywcami, oraz bardziej konkurencyjna cenowo.

Nie sądzę, by UE była zależna od rosyjskiego gazu. Nie musimy się również martwić o zwiększające się ilości rosyjskiego gazu płynące do UE. Należy jednak podkreślić, że dla funkcjonowania konkurencyjnego i zrównoważonego rynku gazowego wszystkie kraje UE powinny mieć dostęp do różnych źródeł gazu i dostęp do gazu w konkurencyjnych cenach. Dlatego wzmacnianie istniejących dróg tranzytowych oraz dywersyfikacja źródeł energii pozostaje kluczowym priorytetem dla Europy. Obejmuje również zachęcanie nowych dostawców, takich jak Stany Zjednoczone, do aktywnego uczestniczenia w globalnym rynku gazu.

Ukraina ma bardzo duży potencjał nie tylko jako kraj tranzytowy. Ma znaczące własne źródła gazu, zarówno konwencjonalnego, jak i niekonwencjonalnego, sporą sieć gotowych rurociągów do transportu gazu oraz duże powierzchnie magazynowe. To są czynniki kluczowe. Jeśli spełnione są określone warunki, wszystkie te walory można wykorzystać w sposób zwiększający znaczenie Ukrainy, gdy chodzi o energię, zwłaszcza w zakresie *upstreamu* na rynku gazu, jednocześnie oferując jej, by stała się wschodnioeuropejskim centrum gazowym. Pracujemy z Ukrainą i jej sąsiadami nad tym, by kraj ten miał dostęp do gazu z międzynarodowych rynków.

Opracowała Anetta Stawińska

Mały trójpak energetyczny

– skutki dla gazownictwa

Andrzej Schoeneich, Kamil Iwicki

11 września 2013 r. weszła w życie nowelizacja ustawy „Prawo energetyczne”¹, zwana potocznie „małym trójpakiem”. Nowelizacja ta wprowadza wiele rozwiązań, które w zamierzeniu ustawodawcy mają przyczynić się do rozwoju i liberalizacji polskiego rynku gazu ziemnego. Omawiamy wybrane zmiany mogące w zasadniczy sposób wpłynąć na sposób funkcjonowania polskiego rynku gazu ziemnego. Wskazujemy również na zaniechania ustawodawcy w sprawach, które od wielu lat utrudniają prawidłowy rozwój polskiej branży gazu ziemnego.

Warto podkreślić, że mały trójpak był działaniem o charakterze ratunkowym. Polsce grożą bowiem znaczące kary finansowe ze strony unijnego Trybunału Sprawiedliwości za brak implementacji przepisów tzw. III pakietu energetycznego². Nowelizacja ustawy „Prawo energetyczne”, która w odniesieniu do sektora gazowego wdraża tzw. dyrektywę gazową³, miała więc na celu nie tyle wprowadzenie w Polsce zasadniczych i systemowych zmian w funkcjonowaniu rynku gazu, ile uniknięcie kar finansowych. Dlatego trójpak został zgłoszony jako projekt poselski, co pozwoliło na uniknięcie konieczności przeprowadzania konsultacji społecznych, a w konsekwencji umożliwiło znaczne przyspieszenie prac. Efekt został osiągnięty – przedmiotowa ustawa szybko (jak na polskie standardy procedowania aktów prawnych) została przyjęta. Niemniej jednak przyjęty tryb prac uniemożliwił szerszą dyskusję zarówno na temat jego założeń, jak również poszczególnych zapisów ustawy, co spowodowało, że sektor gazowy *de facto* miał bardzo ograniczony wpływ na jej ostateczny kształt. Co więcej, wdrożenie III pakietu energetycznego za pomocą omawianej nowelizacji ustawy „Prawo energetyczne” może oznaczać odłożenie w czasie terminu przyjęcia oczekiwanego przez branżę

tzw. dużego trójpaku, tj. trzech zupełnie nowych ustaw („Prawo energetyczne”, „Prawo gazowe”, oraz o odnawialnych źródłach energii), które pierwotnie miały implementować przepisy unijne do prawa polskiego. Niezwykle ważna będzie także tzw. ustawa wprowadzająca, zmieniająca kilkanaście innych ustaw.

Z uwagi na opisane powyżej uwarunkowania zasadniczy nacisk w ramach małego trójpaku położony został na implementację przepisów unijnych.

I znowu nastąpiło kolejne wzmocnienie pozycji prezesa URE. Zgodnie z nowymi zasadami, prezes URE będzie wybierany na 5-letnią kadencję, którą będzie mógł piastować dwukrotnie. Co więcej, określony został zamknięty katalog przypadków, kiedy jego odwołanie będzie możliwe. Takie rozwiązania oznaczają, że prezes URE staje się organem faktycznie niezależnym od rządu, w dużym stopniu decydującym samodzielnie o kształcie polskiej polityki energetycznej.

W duchu dyrektywy gazowej wzmocniono także w pewien sposób prawa odbiorców. Nałożono na sprzedawców gazu ziemnego nowe obowiązki, związane z koniecznością informowania odbiorców o ich prawach, a zwłaszcza o sposobie wnoszenia skarg i ich rozpatrywania. Ponadto, wyłączono możliwość wstrzymania dostaw paliwa gazowego w sytuacji, gdy

odbiorca złoży reklamację, a także umożliwiono rozpatrywanie tych reklamacji przez sądy polubowne przy wojewódzkich inspektorach inspekcji handlowych. Ponadto, doprecyzowano procedurę zmiany sprzedawcy.

Istotny nacisk został także położony na zaostrzenie kryteriów niezależności operatorów systemów gazowych. Wprowadzono kryteria niezależności operatora systemu magazynowania, które do tej pory nie były w polskim prawie uregulowane. W nowych przepisach szczególnie istotne znaczenie przypisano tzw. niezależności osobowej operatorów, co oznacza, że osoby zarządzające operatorem systemu przesyłowego, dystrybucyjnego lub magazynowania nie będą mogły sprawować żadnych funkcji w ramach przedsiębiorstwa zajmującego się obrotem paliwami gazowymi. Ponadto, w odniesieniu do operatora systemu przesyłowego przewidziano specjalną procedurę certyfikacyjną, której celem jest badanie faktycznej niezależności takiego operatora. Jako więcej niż ciekawostkę można podać, że Komisja Europejska w ramach tej procedury będzie miała prawo do zablokowania wyznaczenia danego podmiotu operatorem, jeżeli uzna, że nie spełnia on kryteriów niezależności. Należy jednak podkreślić, że faktyczne polskie rozwiązania w sektorze wyprzedziły regulacje unijne. Już w ramach implementacji poprzednio obowiązującego II pakietu energetycznego przeprowadzono zasadniczą przebudowę struktury sektora gazowego, wydzielając właścicielsko operatora systemu przesyłowego, a także wprowadzono wymóg zapewnienia niezależności majątkowej, organizacyjnej i prawnej operatorom systemów dystrybucyjnych. Analogiczne zasady stosowane były w odniesieniu do operatora systemu magazynowania, choć w tym przypadku decydowała praktyka prezesa URE, a nie przepisy polskiego prawa. Tak więc, wprowadzone zasady

nie będą skutkowały żadnymi istotnymi zmianami w funkcjonowaniu przedsiębiorstw gazowych.

Nie ulega wątpliwości, że ze wszystkich zmian wprowadzanych w ramach analizowanej nowelizacji największy wpływ na rynek gazu będą wywierały przepisy dotyczące tzw. obliga giełdowego, tzn. obowiązku sprzedaży określonej ilości gazu za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii. Obliga gazowe oznacza, że sprzedawcy gazu ziemnego będą zobowiązani do sprzedaży 55 proc. wprowadzonego przez nich paliwa gazowego do systemu przesyłowego za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii. Docelowy poziom obliga giełdowego ma zostać osiągnięty 1 stycznia 2015 r., w okresie przejściowym, bezpośrednio po wejściu w życie nowelizacji ustawy, poziom ten wynosi 30%, natomiast od 1 stycznia 2014 r. – 40%. Warto dodać, że obowiązkiem tym nie zostaną objęci tzw. mali sprzedawcy, co oznacza, że analizowany przepis będzie dotyczył tylko i wyłącznie sprzedawcy dominującego, tj. PGNiG SA.

Przedwczesne są dywagacje, jakie realne skutki wywrze wprowadzenie obliga giełdowego w sektorze gazu ziemnego. Nie ulega wątpliwości, że sam pomysł obliga giełdowego nie uwzględnia doświadczeń światowych z zakresu handlu gazem i wzorowany jest na polskim rynku energii elektrycznej.

Po analizie przepisów małego trójpakietu nasuwa się pierwszy wniosek, mianowicie, że przepisy dotyczące obliga giełdowego mają charakter ogólny. Nie wprowadzono bowiem żadnych przepisów, które umożliwiłyby dominującemu sprzedawcy gazu rozwiązanie umów z odbiorcami w celu wypełnienia tego obowiązku. Mając na uwadze fakt, że zdecydowana większość umów sprzedaży paliwa gazowego, zawieranych przez PGNiG SA, ma charakter długoterminowy, powstaje niejasna sytuacja prawna. Z jednej strony, został bowiem nałożony obowiązek sprzedaży gazu na giełdzie, z drugiej zaś spółkę obowiązują długoterminowe umowy z odbiorcami, za których przedterminowe wypowiedzenie przewidziane są kary umowne. Tak więc, wypełnienie obliga giełdowego może narazić spółkę na istotne ryzyko odszkodowawcze związane z roszczeniami klientów. Ewentualnym rozwiąza-

niem powyższego problemu może być utworzenie w ramach GK PGNiG nowej spółki, która „przejmie” obowiązujące umowy i na potrzeby ich realizacji będzie nabywała gaz na giełdzie. Niemniej jednak brak rozwiązań prawnych, które w sposób bezpieczny pozwalałyby na dokonanie takiej operacji. Dlatego pożądanym rozwiązaniem jest dokonanie pilnej nowelizacji art. 49b ustawy „Prawo energetyczne” i określenie sposobu postępowania w odniesieniu do obowiązujących PGNiG SA umów. W tym miejscu warto bowiem zaznaczyć, że brak szczegółowych rozwiązań w odniesieniu do opisanego powyżej problemu może uderzyć nie tylko w PGNiG SA, ale także w tzw. małych sprzedawców. W sytuacji, gdy sprzedaż detaliczna paliwa gazowego w ramach GK PGNiG zostanie przejęta przez nowy podmiot, korzystający także z dobrodziejstw krajowego wydobycia, tzw. mali sprzedawcy mogą nie być w stanie podjąć z nim jakiegokolwiek konkurencji cenowej.

Istotne zastrzeżenie budzi ustalenie wysokiego, 55-procentowego poziomu obliga giełdowego. Z wysłuchań publicznych wynika, że nie przeprowadzono niezbędnych analiz i badań rynku, ustawodawca nie dysponował więc pełną wiedzą, jaki wpływ wywrze on na funkcjonowanie rynku. W celu porównawczym warto przypomnieć, że w sektorze energii elektrycznej ustawowo ustalono znacznie niższy poziom obliga giełdowego – wynosi on 15%. Rodzi się więc pytanie: dlaczego w sektorze gazu ziemnego nie skorzystano z tych doświadczeń branży elektroenergetycznej. Tak wysoki udział handlu gazem ziemnym za pośrednictwem giełdy jest niespotykany w żadnym kraju Unii Europejskiej. Dodatkowo należy zaznaczyć, że pierwotnie ustawodawca planował ustalenie obliga giełdowego na poziomie aż 70% (obniżył Senat). Wyjaśnieniem jest tocząca się przed Trybunałem Sprawiedliwości druga, niezależna od postępowania za niewdrożenie III pakietu, sprawa⁴, w której Komisja Europejska zarzuciła Polsce niedozwoloną regulację cen, polegającą na zatwierdzaniu przez prezesa URE taryf dla przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się sprzedażą gazu ziemnego. Komisja domaga się, aby Polska zwolniła z obowiązku taryfowego przynajmniej tę część sprzedaży gazu ziemnego,

k która nie jest kierowana do odbiorców domowych. W tej sytuacji prezes URE poinformował, że skorzysta z przysługującego mu na mocy 49 ustawy „Prawo energetyczne” prawa do zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych, jeżeli uzna, że działają one w warunkach konkurencyjnych. Aby jednak takie warunki konkurencyjności mogły zostać spełnione, w ocenie prezesa URE, wolumen gazu sprzedawanego za pośrednictwem giełdy powinien odpowiadać wolumenowi gazu nabywanego przez odbiorców niedomowych. A że tacy odbiorcy nabywają w Polsce 70% gazu, padła propozycja, by właśnie taki wolumen gazu sprzedawanego przez PGNiG SA został skierowany na giełdę. Zastanawiające jednak w tym aspekcie jest forsowanie obrotu giełdowego kosztem rynku OTC (*Over The Counter Market*), na którym od ubiegłego roku także jest możliwe zawieranie transakcji. Warto dodać, że w większości państw UE liberalizacja sektorów gazowych została dokonana nie tyle dzięki giełdzie, ale raczej dzięki powszechnemu zawieraniu transakcji na rynku OTC, który jest w stanie zapewnić pożądaną przejrzystość i płynność.

Pozytywnie należy natomiast ocenić dokonanie zmiany ustawy o giełdach towarowych, która umożliwi uzyskanie statusu członka Towarowej Giełdy Energii wszystkim przedsiębiorstwom energetycznym oraz posiadającym osobowość prawną odbiorcom. Takie rozwiązanie umożliwi ww. podmiotom dokonywanie transakcji bezpośrednio na giełdzie, a nie, jak obecnie, za pośrednictwem domów maklerskich, co częściowo zmniejszy koszty giełdowego handlu gazem ziemnym.

Jako istotne ułatwienie dla przedsiębiorstw energetycznych należy wskazać dokonaną w ramach małego trójpakietu nowelizację ustawy o zamówieniach publicznych⁵. Zmiana ta umożliwi nabywanie paliwa gazowego przez operatorów na potrzeby własne, bez konieczności stosowania procedur określonych w tej ustawie.

Bardzo poważną wadą małego trójpakietu jest natomiast brak przepisów przywracających (przedłużających) tzw. żółte certyfikaty. Należy przypomnieć, że system wsparcia opierający się na żółtych certyfikatach wygaś z końcem marca bieżącego roku. Oczekiwaniem branży



Rozwój infrastruktury gazowej też wymaga dobrego prawa.

gazowej było jak najszybsze uregulowanie systemu wsparcia dla „żółtej” kogeneracji. Niestety, z uwagi na tempo prac nad małym trójpakim ustawodawca nie zdecydował się na ujęcie w ramach tego aktu prawnego zagadnień związanych z żółtymi certyfikatami. Omawiany system wsparcia musi być bowiem notyfikowany Komisji Europejskiej i przez nią zaakceptowany, co znacznie wydłuża procedurę legislacyjną. Stosowny projekt nowelizacji ustawy „Prawo energetyczne”⁶, regulujący to zagadnienie, został przekazany przez Radę Ministrów do Sejmu w kwietniu tego roku, niemniej jednak od tego czasu prace nie posunęły się naprzód. Dlatego przywrócenie jeszcze w tym roku systemu wsparcia dla żółtych certyfikatów staje się coraz bardziej wątpliwe, co zahamowało prace nad nowymi mocami wytwórczymi, które mają być oparte na gazie.

Rozczarowaniem jest także brak przepisów nowelizujących ustawę o zapasach⁷. Branża gazowa od wielu lat zwraca uwagę, że przepisy tej ustawy nie przystają do możliwości technicznych instalacji magazynowych. Szczególnie niefunkcjonalnym rozwiązaniem jest konieczność zapewnienia dostawy całego zapasu obowiązkowego do systemu przesyłowego w ciągu 40 dni. W polskich warunkach geologicznych utrzymywanie zapasu obowiązkowego w najbliższych latach będzie możliwe przede wszystkim w tzw. magazynach złożowych. Charakterystyka pracy tego typu magazynów powoduje, że odbiór całości zmagazynowanego w nich gazu jest możliwy w okresie od 80 do 150 dni. Skracanie tego okresu skutkuje faktycznym zmniejszeniem dostępnych pojemności magazynowych, które mogą być udostępnione

uczestnikom rynku gazu. Taka sytuacja prowadzi do konieczności corocznego uruchamiania zapasów obowiązkowych w celu zapewnienia prawidłowych dostaw gazu do odbiorców, nawet w czasie trwania normalnej, niezbyt srogiej zimy. Dlatego zasadne jest rozpatrzenie po raz kolejny postulatu, aby wydłużyć okres dostarczenia zapasu obowiązkowego do systemu z 40 dni do 90 dni.

Co więcej, brak pojemności magazynowych, a także koszt ich uzyskania sprawia, że wejście na polski rynek gazu podmiotów zewnętrznych jest w znacznym stopniu utrudnione. W małym trójpakie poprawiono błąd z nowelizacji ustawy o zapasach, co oznacza, że nie budzi już żadnych wątpliwości możliwość utrzymywania zapasu w innych państwach UE. Niemniej jednak i w takim przypadku obowiązuje konieczność jego dostarczenia do polskiego systemu przesyłowego w krótkim terminie 40 dni, a dodatkowo należy zakupić zdolności w interkonektorach. W rezultacie, wejście na polski rynek gazu wiąże się z koniecznością poniesienia znacznych kosztów.

Na marginesie powyższych rozważań należy zwrócić uwagę, że przepisy ustawy o zapasach w żaden sposób nie uwzględniają przedsiębiorstw energetycznych, które dostarczają odbiorcom paliwa gazowe przy wykorzystaniu systemów dystrybucyjnych, które nie są połączone z głównym systemem gazowym. Utrzymywanie przez takich przedsiębiorców zapasów w żaden sposób nie zwiększa bezpieczeństwa dostaw gazu do ich odbiorców. Dlatego logicznym rozwiązaniem wydaje się wyłączenie przedsiębiorstw energetycznych dostarczających paliwo gazowe przy wykorzystaniu sys-

temów dystrybucyjnych niepołączonych z głównym systemem gazowym z obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Nie ulega wątpliwości, że ustawa o zapasach wymaga pilnej zmiany. Stanowi ona jedną z głównych barier dla rozwoju polskiego rynku gazu ziemnego, a przy tym nie zwiększa bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego dla odbiorców. Należy mieć nadzieję, że zasady utrzymywania zapasu obowiązkowego zostaną znacznie przebudowane w ramach tzw. dużego trójpak, ponieważ prawo gazowe ma inkorporować ustawę o zapasach.

Z powyższej analizy wynika, że mały trójpak nie spełnił oczekiwań branży gazowniczej. Część przepisów zamiast szans rozwoju tworzy istotne ryzyko dla przedsiębiorstw energetycznych. Należy wyrazić nadzieję, że przyjęta ustawa pozwoli Polsce na uniknięcie kar pieniężnych, a oczekiwane przez sektor rozwiązania zostaną jak najszybciej wdrożone w ramach tzw. dużego trójpak energetycznego, przyjętego jeszcze przez parlament obecnej kadencji.

**Andrzej Schoeneich, Izba Gospodarcza Gazownictwa
Kamil Iwicki, radca prawny, Wawrzynowicz i Wspólnicy sp.k.**

¹ Dz.U. z 2013 r., poz. 984.

² Naruszenie przepisów dyrektywy 2009/73/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE nr 2011/2022.

³ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13.07.2009 dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz.U. L 211/94 z 14 sierpnia 2009 r.).

⁴ Naruszenie przepisów dyrektywy 2003/55/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE nr 2009/2162.

⁵ Ustawa z 29 stycznia 2004 r. „Prawo zamówień publicznych” (Dz.U. z 2013 r. poz. 907).

⁶ Rządowy projekt ustawy zmieniającej ustawę o zmianie ustawy „Prawo energetyczne”, ustawy „Prawo ochrony środowiska” oraz ustawy o systemie oceny zgodności oraz ustawę o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” oraz o zmianie niektórych innych ustaw (druk nr 1273).

⁷ Ustawa z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz.U. z 2012 r. poz. 1190).

Ekspert gazu ziemnego z USA nadal pod ścisłym nadzorem

Jan Cipiur

Historia wydobycia gazu łupkowego na skalę handlową liczy sobie zaledwie 10 lat. Od 2005 r. jego pozyskiwanie wzrosło w USA 10-krotnie, a od 2007 r. sześciokrotnie. W 2012 r. całkowite wydobycie gazu ziemnego wyniosło w Stanach Zjednoczonych 681 mld m³, w tym tzw. gaz łupkowy stanowił 40 proc. (wydobyto go 265 mld m³).

Udana penetracja skał łupkowych zmieniła całkowicie stan i perspektywy amerykańskiego rynku energii. Była też niebagatelnym, a być może nawet najistotniejszym, czynnikiem umożliwiającym Ameryce w miarę szybkie i niezbyt bolesne wychodzenie z kryzysu finansowego, zapoczątkowanego w 2007 r. Niezwykle dynamiczny przyrost podaży gazu ziemnego spowodował spadek jego cen na rynku wewnętrznym, a to przełożyło się na zauważalny spadek kosztów w amerykańskiej gospodarce. Bardziej teraz konkurencyjny biznes miał i ma powody do zadowolenia, lecz gazownikom nie jest do śmiechu. Ceny gazu ziemnego nie przekraczają 4 dolarów za milion brytyjskich jednostek ciepłych Btu. W końcu sierpnia 2013 r. wahały się od 3,5 do 3,6 dolara za 1 mln Btu. Gaz rosyjski z tzw. dostaw natychmiastowych spot jest obecnie w Europie około trzykrotnie droższy.

1 milion Btu (1 MMBtu) to równowartość 28,32 m³, a zatem cena w wysokości 3,5–3,6 dol./MMBtu odpowiada 123–126 dolarom za 1000 m³.

1 Btu (*British thermal unit*) to energia potrzebna do podgrzania jednego funta wody o 1 stopień Fahrenheita.

Logiczne wyjście dla Amerykanów w postaci eksportu, który zmniejszyłby wielkość rosnącej podaży i stworzył warunki do wzrostu cen surowca na rynku wewnętrznym nie jest tak całkiem oczywiste. Przeszkoda w postaci braku infrastruktury (konieczne zakłady skraplania gazu w portach przystosowanych do zawijania wielkich gazowców) była i jest do pokonania w relatywnie krótkim czasie, lecz problem ma charakter nie techniczno-logistyczny, lecz głównie polityczno-ekonomiczny.

Wbrew potocznemu wrażeniu, Ameryka nie w każdym aspekcie jest świątynią pełnej wolności gospodarczej. Rynek jako taki jest wprawdzie święty, ale jeszcze bardziej święty jest rynek własny, czyli amerykański. W przypadku gazu firmy mają swobodę jego sprzedaży za granicę wyłącznie wtedy, gdy odbiorcy pochodzą z państw związanych z USA umowami o wolnym handlu (*Free Trade Agreement – FTA*). Takich państw jest jedynie 20. Spośród nich Kanada i Meksyk mają własne zasoby ropy i gazu, Australia radzi sobie jakoś z energią bez Ameryki, podobnie zresztą jak Korea, Izrael, Chile i Kolumbia, a inne państwa z FTA to głównie „drobnica”, przede wszystkim z Ameryki Łacińskiej. Główni potencjalni odbiorcy amerykańskiego gazu, ulokowani przede wszystkim w Azji, są zatem poza zasię-

giem firm gazowych, łaknących dochodów z eksportu jak kania dżdżu.

O pozwolenie na eksport gazu do państw bez FTA trzeba się ubiegać. Z podaniem o wyrażenie zgody trzeba się zwrócić do amerykańskiego Ministerstwa Energii (Department of Energy – DoE). Uzyskanie w nim „zielonego światła” nie kończy procedury. Decydujący głos ma Federal Energy Regulatory Commission – FERC, która zatwierdza decyzje ministerstwa albo odmawia swojej aprobaty na mocy nadanych jej uprawnień do regulowania kwestii związanych z przesyłaniem energii elektrycznej oraz gazu i ropy. Do jej zadań należy również nadzór nad bezpieczeństwem pracy i niezawodnością terminali gazu skroplonego LNG.

Dotychczas ministerstwo przyznało dopiero cztery zgody, ale żaden projekt eksportu gazu ziemnego do państw bez FTA nie przeszedł jeszcze procedury w Komisji FERC. 18 września br. rząd amerykański wydał czwartą zgodę warunkową na eksport gazu ziemnego. Uzyskała ją firma Dominion Resources, a ciekawe jest to, że będzie wysyłała LNG nie z Zatoki Meksykańskiej, a z wybrzeża atlantyckiego w Maryland po przekształceniu za 3,8 mld dolarów dotychczasowego terminalu importowego w Cove Point w Zatoce Chesapeake niedaleko Waszyngtonu w terminal eksportowy. Dominion ma już kontrakty z japońską Sumimoto i z koncernem z Indii GAIL. Zezwolenie opiewa na 0,77 mld stóp sześciennych gazu dziennie (tj. prawie 22 mln m³ dziennie). Poprzednia decyzja ministerialna dotyczyła firmy Lake Charles Export LLC i została wydana 7 sierpnia 2013 r., a na rozpatrzenie cze-

ka jeszcze około 20 wniosków. Zgoda DoE dla Lake Charles opiewa na wysyłkę za granicę do 2 mld stóp sześciennych gazu dziennie (2 bcf/d; używa się także zapisu bcf/d), czyli ok. 20,5 mld m³ gazu rocznie. Dla porównania: import gazu do Polski wyniósł w 2012 r. 11 mld m³, więc – wbrew pierwszemu wrażeniu – ilości przyznane wstępnie tej firmie nie są przesadnie wielkie.

Poprzednia pozytywna decyzja DoE została podjęta w połowie maja 2013 r. i dotyczyła zgody na rozbudowę za ok. 10 mld dolarów we Freeport na teksańskim wybrzeżu Zatoki Meksykańskiej terminalu do eksportu skroplonego gazu ziemnego LNG. Przewiduje się, że wysyłka gazu z Freeport mogłaby rozpocząć się za około 4 lata – w 2017 r. Licencja eksportowa dla Freeport opiewa na 1,8 bcf/d. Natomiast pierwszą, „historyczną” zgodę uzyskała w maju 2011 r. spółka Cheniere Energy Inc. Dwa lata przerwy (2011–2013) w wydawaniu licencji eksportowych dają do myślenia.

Bez taniego gazu sytuacja ekonomiczna Stanów Zjednoczonych byłaby znacznie gorsza, więc starania i apele lobby naftowego o uwolnienie eksportu długo nie przekładały się na decyzje. Rządem kierowały, i nadal kierują, obawy przed utratą choćby części korzyści konkurencyjnych uzyskanych w skali państwa i całej gospodarki dzięki amerykańskiej rewolucji łąpkowej.

Decyzja dotycząca Cheniere, Freeport LNG, a teraz Lake Charles może zatem świadczyć o nieśmiałej zmianie podejścia władz amerykańskich. Wpływ na nią mogły mieć dobre, a we fragmentach nawet wymienione dane o najnowszych dokonaniach amerykańskiego sektora ropy i gazu. W maju 2013 r. krajowe wydobywanie ropy naftowej osiągnęło poziom najwyższy od ponad 22 lat. Większość specjalistów sądzi, że wzrost produkcji ropy będzie następował z kwartału na kwartał przez cały rok 2013, a w najgorszym razie produkcja utrzyma się na obecnym poziomie.

Jeszcze szybciej rośnie produkcja gazu ziemnego. Zużycie krajowe jest natomiast od długiego okresu znacznie mniej dynamiczne. W lutym 2013 r. całkowite miesięczne zużycie gazu ziemnego (konwencjonalnego i łąpkowego) wyniosło w USA ok. 90,3 mld m³, a 12 lat wcześniej, w lutym 2001 r., niewiele mniej, bo ok. 81,5 mld m³. Całkowite

zużycie gazu w USA w 2012 r. wyniosło ok. 722 mld m³, import 110,7 mld m³, a eksport 57,2 mld m³. Eksport odbywał się przede wszystkim rurociągami do Kanady i Meksyku, a więc do państw związanych z USA umowami o wolnym handlu. 40 lat temu eksport gazu z USA, wynoszący wówczas poniżej 3 mld m³ rocznie, był ledwo zauważalny, chociaż wydobycie krajowe było wtedy wyższe niż w każdym roku obecnego stulecia, poza 2011 i 2012 rokiem. Nawet jeśli pominąć olbrzymi popyt wewnętrzny i brak istotnych nadwyżek, to USA są oddalone od głównych obszarów handlu gazem w Europie i Azji, więc przez długi czas były wyłączone z rynku międzynarodowego również z powodów logistycznych. Historia upłyniania gazu liczy sobie już 100 lat. Pierwszy LNG został wytworzony właśnie w Stanach Zjednoczonych w 1917 r., ale ze względu na konkurencję transportu rurociągowego technologia „kurzyła się w szafach” aż do lat 60. ubiegłego stulecia. Jednak to głównie rosnące zużycie energii pierwotnej i wzrost energochłonności amerykańskiej gospodarki, a dopiero na koniec także brak w pobliżu dużych odbiorców zagranicznych sprawiały, że eksport naturalnego i skroplonego gazu ziemnego był incydentalny i bez jakiegokolwiek znaczenia.

Rosnący popyt na gaz i obawa przed wyczerpaniem się na terytorium USA jego konwencjonalnych zasobów sprawiły, że jeszcze kilka lat temu na ustach był wyłącznie import. Już kilkanaście lat temu zaczęto podejmować kroki w celu rozbudowy infrastruktury umożliwiającej sprowadzanie do USA coraz większych ilości LNG. Rekordowy import gazu skroplonego do USA nastąpił w 2007 r. i wyniósł ok. 21,8 mld m³. Był to zresztą najlepszy rok pod względem całkowitego importu tego surowca, który wyniósł ogółem 162,7 mld m³. Kolejne lata to kryzys gospodarczy i boom łąpkowy. W efekcie w 2012 r. import ogółem spadł do niecałych 111 mld m³, w tym import gazu skroplonego do 6,2 mld m³.

Tu można już wrócić do planów dużej i rosnącego eksportu gazu ziemnego, co ze względu na znikome zainteresowanie bezpośrednich sąsiadów z północy i południa jest możliwe wyłącznie drogą morską. Cheniere Energy przygotowuje instalacje do skraplania i załadunku gazu na gazowce w Sabina Pass na wybrzeżu

Luizjany. Według planów przyjętych przez tę firmę, pierwsza wysyłka zamorska ma nastąpić w 2015 r. Tamtejsza wytwórnia LNG składać się ma z sześciu instalacji (*trains*), każda o nominalnej mocy 4,5 mln ton gazu skroplonego rocznie.

Agencja Platts poinformowała wiosną 2013 r., że CheniereEnergy ma już w portfelu 6 umów na eksport LNG z zakładów w Sabina Pass. Odbiorcami będą państwa z umowami o wolnym handlu z USA, a także kraje spoza tej wąskiej grupy. Jeśli łączne nominalne moce wytwórcze mają osiągnąć ok. 27 mln ton, to Cheniere miał do tej pory umowy na eksport 17,18 mln ton LNG rocznie: z BG Gulf Coast (5,5 mln t), z hiszpańską Gas Natural Fenosa (3,5 mln t), z koreańską Gas Corporation (3,5 mln t), z hinduskim GAIL (też 3,5 mln t) oraz z francuskim Total (2 mln t). Najnowszym klientem jest brytyjska spółka energetyczna Centrica, której zamówienie opiewa na 1,75 mln ton rocznie przez co najmniej 20 lat, począwszy od 2018 roku. Zamówienie firmy Centrica odpowiada rocznemu zużyciu gazu przez 1,8 mln brytyjskich gospodarstw domowych.

Począwszy od października 2011 r. ceny gazu ziemnego zakleszczyły się w USA na poziomie poniżej 4 dolarów za MMBtu. W przeliczeniu na 1000 m³, czyli na jednostkę miary stosowaną w handlu gazem w naszej części świata byłoby to poniżej 140 dolarów. Ceny w Wielkiej Brytanii wahają się obecnie w przedziale 10–12 dolarów/MMBtu. Wszystkie szczegóły kontraktu między Cheniere a Centrica nie przedostały się, oczywiście, do wiadomości osób postronnych, ale każdy ładunek ma podobno kosztować tyle, ile wynosi cena amerykańska powiększona o 15 proc. plus 3 dolary za każdy 1 mln Btu (MMBtu). Gdyby warunki te przełożyć na tegoroczne ceny w USA i Wielkiej Brytanii, to importerzy płaciliby za amerykański LNG tylko 60 proc. tego, co musieliby zapłacić u siebie.

Bardzo zadowoleni z możliwości zakupu gazu w USA, a także z ceny, są Hindusi. 22 lipca br. tamtejszy „The Economic Times” informował, że firma GAIL zapłaci za gaz dostarczany przez Cheniere 10,5 dol./MMBtu i będzie to najtańszy gaz LNG kiedykolwiek zakontraktowany do Indii. Gazeta porównuje tę cenę z warunkami innych kontraktów. Za gaz

od katarskiego koncernu RasGas Hindusi płać niemal 13 dol./MMBtu, jeśli będąc punktem odniesienia cena ropy wynosi 100 dolarów za baryłkę. Za LNG z długoterminowego kontraktu z australijskim odgałęzieniem koncernu Chevron (wytwórnia LNG znana jako Gorgon Project) płać mają natomiast podobno w porcie w Indiach 16 dol./MMBtu.

Właściciele Freeport, wśród których jest potentat naftowy ConocoPhillips, też mają już porozumienia z odbiorcami. Na razie są to japońskie firmy Chubu Electric Power i Osaka Gas oraz BP Energy z grupy BP. Japończycy objęli także część udziałów w mocach wytwórczych Freeport LNG.

Niskie ceny gazu to miód na serce zwykłych Amerykanów. Część z nich popiera restrykcje eksportowe także z bardziej szlachetnych pobudek – dużo ludzi nie lubi zbyt intensywnego grzebania w ziemi i liczy na to, że utrudnienia dla eksportu gazu zatrzymają ekspansję rewolucji łąpkowej. Z czystego egoizmu całkowicie na „nie” dla eksportu jest też amerykański przemysł chemiczny, który rozkwita na tanim gazie.

Międzynarodowa konkurencja gazowa na razie bardzo cierpi, bo nie dość, że spada import gazu do Ameryki, to tamtejsi odbiorcy podyktowali swoim zagranicznym dostawcom niesłychanie trudne warunki. Jeśli za LNG z Kata-

ru Amerykanie płać w 2011 r. średnio 5,82 dol. za 1 MMBtu, to w 2012 r. było to 2,84 dol. O pół dolara (z 5,23 do 4,73 dol.) spadły natomiast w tym samym czasie ceny LNG sprowadzanego z Trynidadu Tobago, który był drugim po Katarze dostawcą tego surowca do USA. 30 kwietnia 2013 r. średnia cena gazu ziemnego w Europie wynosiła 12,88 dol./MMBtu.

Dotychczasowi eksporterzy LNG obawiają się też, oczywiście, konkurencji amerykańskiej na rynku światowym. American Petroleum Institute (API) ogłosił niedawno wyniki szacunków sporządzonych na jego zlecenie przez firmę ICF Consulting. Badacze przyjęli 3 scenariusze zakładające, że eksport gazu ziemnego z USA wyniesie w okresie 2016–2035 do 4, do 8 lub do 16 bcf/d, czyli od ok. 40 mld m³ w scenariuszu najostrożniejszym do ok. 165 mld m³ rocznie w najbardziej optymistycznym. Na podstawie danych przyjętych do modelowania ustalili, że w porównaniu ze scenariuszem zakładającym całkowity brak eksportu gospodarka amerykańska odniesie istotne korzyści. Zatrudnienie ogółem miało by – ich zdaniem – wzrosnąć w tym okresie o 73 tys. przy eksporcie na poziomie 4 bcf/d lub nawet o 452 tys. osób (wariant 16 bcf/d). Wzrost PKB mógłby wynieść w latach 2016–2035 odpowiednio od 15,6 do 73,6 mld dolarów średniorocznie. Różowego obrazu dopełnia przepo-

wiednia, że eksport nie spowodowałby zauważalnego wzrostu cen wewnętrznych. Według autorów tego opracowania, średniorocznie ceny mogłyby być tylko nieco wyższe, a podwyżka zmieściłaby się w przedziale 0,32–1,02 dol./MMBtu.

Stara prawda głosi, że konkluzje z tego typu badań nie są wolne od wpływu oczekiwań ze strony zamawiającego, który w roli tuby – nafciany i gazowników – jest, oczywiście, za wolnością w handlu surowcami energetycznymi. Na przełomie lata i jesieni 2013 r. w sprawie eksportu gazu ziemnego z Ameryki można jednak powiedzieć za US Department of Energy tylko tyle, że „rynek przyszłości będzie z największym prawdopodobieństwem różnił się od rynku, jaki znamy dzisiaj”. Ta bardzo prorocza i możliwa, że całkiem trafna, ocena została przedstawiona wyłącznie po to, aby udzielić jakiejś odpowiedzi na krępujące pytania o dalsze zgody na eksport gazu z USA. Widać zatem wyraźnie, że władze amerykańskie dalekie są od jednoznacznego i ugruntowanego poglądu w tej kwestii.

Jan Cipiur

Autor jest publicystą ekonomicznym związanym z gospodarczymi portalami internetowymi.

Ojciec łąpków przeszedł na drugą stronę cienia

26 lipca 2013 roku w rezydencji w Galveston na teksańskim wybrzeżu Zatoki Meksykańskiej zmarł w wieku 94 lat George Phydias Mitchell. Urodził się jako biedak, umarł jako miliarder. Sławę i majątek dała mu gazowa i oleista zawartość osadowych skał łąpkowych. Dcierał do niej dekadami, nie zważając na brak wiary w powodzenie wszystkich naokoło.

Był synem greckiego pasterza kóz, który w poszukiwaniu nadziei na lepsze życie trafił do Ameryki. Na studia inżynierskie (przemysł naftowy i geologia) w teksańskim A&M University zarabiał sprzedając cukierków i szyciem spodni dla kolegów. Po dyplomie i służbie wojennej w saperach nie zatrudnił się na etacie, lecz przystąpił do firmy gazowo-naftowej, która wkrótce zmieniła nazwę na Mitchell Energy and Development.

Jest wielu zwolenników poglądu, że gaz ziemny wydobyty w 1821 roku z pierwszego w Ameryce „odwiertu” (w rzeczywistości była to 8-metrowa dziura wykopana łopatami) we Fredonii w stanie Nowy Jork został uwolniony właśnie ze skał łąpkowych. Do niedawna podstawowym źródłem gazu ziemnego były jednak podziemne zbiorniki, które wystarczyło jedynie znaleźć i „nakłuć” wiertłem. Zawartość lotnych i płyn-

nych węglowodorów w łąpkach nie była dla geologów żadną tajemnicą, panowała wszakże opinia, że to wiedza w sensie biznesowym zupełnie nieprzydatna. Mitchell uwierzył natomiast 30 lat temu, że twierdza zwartych łąpków jest do pokonania, choć niemal wszyscy pukali się w czoło.

Kiedy po przeczytaniu w 1982 r. specjalistycznego raportu geologicznego zaczął próby na wielkiej formacji łąpkowej Barnett w pobliżu Fort Worth w Teksasie, miał naśladowców, rekrutujących się także spośród wielkich firm naftowych. W 1997 r., nie licząc paru innych małych firm, został sam. Eksperymentował przez długie lata z rozbijaniem skał głęboko pod ziemią metodą szczelinowania hydraulicznego w poziomie, znaną obecnie pod potoczną nazwą *fracking*. W 1998 r. jego pracownikom, którym bezustannie dodawał wiary i otuchy, udało się „rozerwać” skałę metodą LSF (*light sand fracking*). Ktoś podliczył, że George Mitchell wykonał w swym życiu aż 10 tysięcy odwiertów.

W 2002 r. szef firmy Devon Energy z Oklahoma City, Larry Nichols, zauważył, że znacznie wzrosło wydobycie gazu z Barnett Shale. W 2002 r. Devon kupił firmę Mitchell Energy za 3,5 mld dolarów. To był prawdziwy początek ery łąpkowej, której ojcem był George P. Mitchell.

JC

Symposium Gazownicze 2013

Agnieszka Rudzka

Współczesna technika pomiarowa – najnowsze regulacje i problemy eksploatacyjne Izba Gospodarcza Gazownictwa we współpracy z kołami SITPNiG: Apator Metrix i Common oraz przy wsparciu PGNiG SA i cGas controls Sp. z o.o. zorganizowały w okresie 31 sierpnia – 2 września br. Symposium Gazownicze 2013. Odbędzie się ono pod hasłem „Współczesna technika pomiarowa – najnowsze regulacje i problemy eksploatacyjne”.

Moderatorem obrad był prof. Waldemar Kamrat z Politechniki Gdańskiej, wybitny specjalista w zakresie energetyki kompleksowej.

Jako pierwsza z referatem pt. „Liberalizacja eksportu LNG z Rosji. Pierwszy etap pełnej zmiany modelu eksportu?” wystąpiła **Marcelina Gołębiewska** (PGNiG SA). Zauważyła, iż w Rosji na przełomie lat 2012 i 2013 na skutek uwarunkowań zewnętrznych oraz wewnętrznych produkcja i eksport LNG stały się ważnym obszarem aktywności firm gazowych i głównym tematem publicznej debaty o gazie, przy czym rosyjska koncepcja uwolnienia eksportu LNG godzić ma ambicje tzw. firm niezależnych i powiązane z nimi interesy państwa. Dążeniem władz Rosji nie jest obecnie całkowite uwolnienie eksportu gazu. Docelowo liberalizacja eksportu LNG z Rosji spowoduje utrwalenie oraz pogłębienie przemian obserwowanych już na rosyjskim rynku gazu.

Łukasz Bałabuch (Polskie LNG SA) w referacie „Wpływ terminalu LNG w Świnoujściu na rynek środkowoeuropejski” przedstawił aktualne informacje dotyczące budowy terminalu LNG. Jest to obecnie największy i najważniejszy projekt infrastrukturalny na rzecz poprawy bezpieczeństwa energetycznego Polski, który umożliwi odbiór gazu ziemnego drogą morską z dowolnego kierunku na świecie, co wpłynie na realną dywersyfikację dostaw surowca do Polski. Początkowa przepustowość terminalu wyniesie 5 mld m³/rok, w kolejnym etapie do

7,5 mld³/rok (przy wykorzystaniu całej pojemności na potrzeby regazyfikacji). Dysponuje on dwoma zbiornikami o pojemności 160 tys. m³ LNG każdy, przy czym istnieje możliwość rozbudowy o trzeci zbiornik. Potencjał terminalu LNG w Świnoujściu, jeśli chodzi o rynek środkowoeuropejski, wydaje się ogromny. Może on stanowić potencjalne źródło dostaw dla Litwy i pozostałych krajów bałtyckich (trwa analiza połączenia międzysystemowego Polska–Litwa), może też stanowić nowe ważne źródło dostaw dla Europy Środkowej (kluczowy element korytarza gazowego Północ–Południe). Wpłynie również na wzrost bezpieczeństwa dostaw dla Skandynawii – w połączeniu z gazociągami Bałtyckim (Baltic Pipeline). Może również pełnić regionalną rolę, jako tzw. hub LNG – baza przeładunkowa dla mniejszych jednostek LNG lub jednostek transportujących CNG. Jest to szczególnie ważne, jako że Komisja Europejska podkreśla rosnące znaczenie LNG w transporcie morskim, w związku z obostrzeniami ekologicznymi i redukcją emisji przemysłowych, wycofywany będzie bowiem ciężki olej używany do napędu floty.

Michał Szpila (Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.) w swoim wystąpieniu pt. „Rozwój gazownictwa w oparciu o środki unijne w latach 2014–2020” przedstawił informacje dotyczące wykorzystania funduszy w latach 2007–2013 oraz program projektów unijnych w perspektywie 2014–2020. Zauważył, iż w perspektywie 2007–2013 w ramach POIiŚ dla sektora

energetyki przewidziano wsparcie w wysokości 997 mln euro, przy czym do połowy 2013 r. zakontraktowano ok. 774 mln euro dotacji (podpisane umowy o dofinansowanie). Większość środków przeznaczono na budowę terminalu LNG (3,5 mld zł), magazynów gazu (4 projekty o łącznej wartości 3,1 mld zł), budowę gazociągów przesyłowych (7 projektów o łącznej wartości 3,8 mld zł) oraz gazociągów dystrybucyjnych (24 projekty o łącznej wartości 1,3 mld zł). O 100 tys. wzrosła liczba osób korzystających z gazu.

Michał Szpila zauważył, iż IGG w latach 2011–2013 przeprowadziła analizy dotyczące planowanych inwestycji, które mogą stać się projektami finansowanymi ze środków UE na lata 2014–2020. Zgłoszono 215 projektów o łącznej wartości 20,5 mld zł. Wśród nich znalazły się głównie gazociągi przesyłowe, tłocznie gazu, gazociągi dystrybucyjne, regazyfikacja LNG, magazyny gazu, kogeneracja gazowa, projekty innowacyjne itp. Niestety, według ostatnich informacji z MRR/MG środki na tzw. Oś Priorytetową V (Energetyka) są bardzo małe.

Referat pt. „Mały trójpak – skutki dla gazownictwa. Wnioski dla dużego trójpaku” wygłosili **Andrzej Schoeneich** (IGG) oraz mec. **Adam Wawrzynowicz** (GW) Kancelaria Radców Prawnych). Zwrócili uwagę na niespotykany w praktyce tryb procedowania nowelizacji ustawy (projekt poselski, a w zasadzie rządowy) i wyrazili mało optymistyczną opinię, że szanse uchwalenia tzw. dużego trójpaku w obecnej kadencji parlamentu są niewielkie. Więcej na str. 21.

Janusz Starościk, prezes Stowarzyszenia Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych, w referacie pt. „Technologie wspierające wytwarzanie energii dla energetyki prosumenckiej” przedstawił założenia i przykłady wykorzystania różnych prosumenckich źródeł energii, w tym gazowych (grzewcze kotły gazowe, mikrokogeneracja gazowa) i opartych na odnawialnych źródłach energii (synergia). W Polsce rocznie sprzedaje się ok. 200 tys. indywidualnych kotłów gazowych, co pozwala przypuszczać (przy założeniu, że żywotność kotła wynosi 10 lat), iż mamy ok. 2 mln indywidualnych kotłów gazowych w eksploatacji. Zakładając, że najczęściej montowane kotły mają moc od 18 do 100 kW (średnio 35 kW), to co roku są montowane urządzenia o łącznej mocy 7 GW! Podsumowując swoje wystąpienie, prezes przedstawił szanse rozwoju w zakresie energetyki prosumenckiej

i poprawy efektywności energetycznej. Wysłaną wniosek, iż produkcja energii elektrycznej w tzw. rozwiązaniu prosumenckim może w znacznym stopniu złagodzić lub nawet pokryć potencjalne braki w dostawach energii, przy czym w połączeniu z poprawą efektywności energetycznej budynków, zastosowanie rozproszonych OZE ułatwi realizację idei „budynków zeroenergetycznych”.

Prof. **Waldemar Kamrat** w referacie pt. „Kogeneracja gazowa szansą na rozwój ciepłownictwa i elektroenergetyki systemowej” zauważył, iż wymogi środowiskowe oraz wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną wymuszą w najbliższym czasie modernizację istniejących elektrowni ciepłych na węgiel kamienny i brunatny (utrzymanie poziomu produkcji w elektrowniach na węgiel brunatny), przyczyniając się do wzrostu udziału gazu ziemnego dla celów energetycznych oraz zmniejszając emisję zanieczyszczeń i CO₂. Oceniał przy tym udział odnawialnych źródeł energii maks. na 6–8 % oraz wskazał na potrzebę implementacji nowoczesnych technologii ener-

getycznych, co spowoduje wzrost konkurencyjności gospodarki.

Dr **Dariusz Dzirba** (PGNiG SA) w referacie pt. „Inteligentne opomiarowanie i inteligentne sieci w gazownictwie – jaka przyszłość?” przedstawił aktualne działania sektora gazowego w zakresie inteligentnego opomiarowania. Kluczowymi czynnikami, decydującymi o wprowadzeniu systemów inteligentnego opomiarowania, są rozwiązania legislacyjne, opłacalność ekonomiczna, zasady regulacji sektora i rozwiązania organizacyjno-sprzętowe. Zwrócił uwagę na fakt, iż koszt wdrożenia inteligentnego opomiarowania w przeliczeniu na 1 odbiorcę (na bazie danych publikowanych przez dostawców technologii) szacuje się (według aktualnych cen i dostępnej technologii) na 100–300 zł (w wariantach o podstawowej funkcjonalności) do 600–800 zł (w wariantach funkcjonalności rozszerzonej). Niestety, brak podstaw prawnych zarówno dla regulatora, jak i operatorów systemów pozwalających uwzględnić koszty inwestycji SM w taryfach – o ile sytuacja nie ulegnie zmianie – istotnie utrudnia

i zmniejsza zasadność ekonomiczną wdrożeń w gazownictwie.

W kolejnym wystąpieniu, przygotowanym przez **Arkadiusza Chmielewskiego i Karola Kozłowskiego** z Apator Metrix SA oraz **Piotra Piotrowicza** z ENERGA Operator SA, pt. „Duel Fuel – wspólny odczyt liczników różnych mediów w polskich realiach” przedstawiono informacje o pracach normalizacyjnych nad sieciami inteligentnymi oraz wnioski z istniejących instalacji pilotażowych. Zauważono, iż pomiędzy branżą gazowniczą a energetyczną występują istotne różnice, powodujące, że zarówno przyczyny wdrożenia, korzyści z niego płynące, jak i model smart metering są nieco odmienne. Świadczy o tym choćby fakt, że liczba typów urządzeń zasilanych gazem jest nieporównywalnie mniejsza niż elektrycznych. Również ich przeznaczenie jest odmienne. W przypadku gazu mówimy głównie o urządzeniach niezbędnych do realizacji podstawowych funkcji życiowych, jak ogrzewanie, gotowanie i ciepła woda. Trudniej jest więc w tym przypadku o radykalne zmniejszenie zużycia niż w przy-



cGAS controls | **THERMOSMARTLINE™**
podgrzew gazu pod kontrolą

Nowoczesny i komplementarny system podgrzewu gazu, zapewniający stacjom gazowym niskie koszty eksploatacyjne i bezpieczeństwo.

cGAS controls | **ODORSMARTLINE™**
nowa definicja nawaniania

Innowacyjne, bezpieczne i oszczędne rozwiązanie, przeznaczone do nawaniania różnego rodzaju gazów stosowanych w sieciach publicznych.

cGAS controls Sp. z o.o. ul. Saperska 2, 63-900 Rawicz
Tel. +48 65 545 560 2 | Fax +48 65 545 560 3 | info@cgas.pl | www.cgas.pl

padku energii elektrycznej, gdzie wiele urządzeń służy rozrywce lub wygodzie i ich użycie może zostać istotnie zoptymalizowane dzięki smart metering. Wdrożenie smart metering wydaje się jednak nieuniknione zarówno w aspekcie uwarunkowań prawnych (spełnienie wymagań dyrektywy UE), jak i biznesowych (TPA, wzrost konkurencji). Zwrócono jednak przy tym uwagę na fakt, iż barierą finansową w przypadku wdrożenia smart metering na masową skalę wydaje się obecnie wysoki koszt infrastruktury AMR. Jednakże w przypadku udostępnienia istniejącej sieci AMI, zabudowanej przez dostawców energii elektrycznej, ten problem zniknie. Wskazano, iż opłacalność wdrożenia smart metering w gazie może nastąpić w przypadku zaistnienia następujących czynników: konieczności miesięcznych rzeczywistych odczytów zużycia gazu, dostępności infrastruktury AMI w licznikach prądu obsługujących gazomierze, dalszej legislacja UE, wymuszającej konieczność rozliczenia gazu w jednostkach energii, oferowania systemów przedpłatowych/PAYG. **Paweł Kulaga** (Instytut Nafty i Gazu) w refe-

racie pt. „Ocena zgodności gazomierzy inteligentnych” skupił się na aspektach stosowania dyrektywy MID (2004/22/WE) w Polsce (i na świecie) w tzw. okresie przejściowym do 2016 r. z uwzględnieniem ustawy o systemie oceny zgodności. Omówił również wymagania zasadnicze i szczegółowe MID dla występujących na rynku polskim przyrządów pomiarowych.

W referacie pt. „Encoder CWSL – rozszerzenie funkcjonalności gazomierzy i kwantometrów” **Paweł Sierociński**, przedstawiciel firmy Common SA, przedstawił zalety stosowania Encodera CWSL, który stanowi (małe) urządzenie bateryjne dla gazomierzy rotorowych, turbinowych i kwantometrów. Narzędzie to rozszerza funkcjonalność o cyfrowy licznik i transmisję danych stanu licznika gazomierza do urządzenia zewnętrznego. Dzięki temu uzyskuje się zdalny i nieograniczony dostęp do aktualnego stanu liczydła.

Robert Aszkiewicz, prezes firmy cGas controls sp. z o.o., w swoim wystąpieniu przedstawił „Aspekty pomiarowe w zatłaczaniu biometanu do sieci gazowych”. Wy-

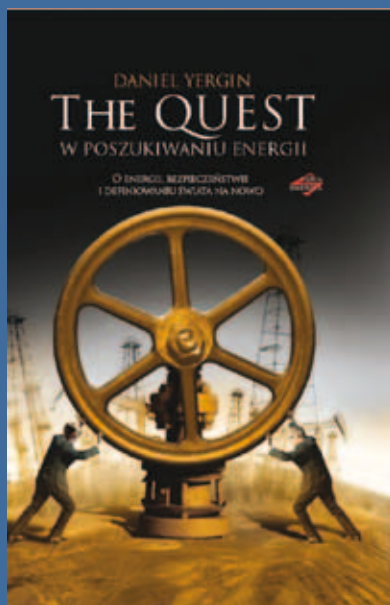
jaśnił, iż instalacje zatłaczania biometanu to zespoły urządzeń, które dostosowują wartość opałową biogazu do wartości opałowej gazu ziemnego. Dzięki temu procesowi możliwe staje się wprowadzanie gazu pochodzenia biologicznego do sieci dystrybucyjnych gazu ziemnego. Wśród zalet tego rozwiązania wymienił m.in. aktywną ochronę środowiska (zastąpienie kopalnianego gazu ziemnego i tym samym ograniczenie emisji gazu cieplarnianego dzięki neutralności CO₂), mniejszą zależność od importu (zastąpienie importowanego gazu ziemnego poprzez biometan wyprodukowany we własnym zakresie), rozwój regionalny (stworzenie miejsc pracy w rolnictwie, logistyce, usługach inżynierskich, w budowie instalacji i serwisie), tolerancję ekologiczną (używanie odpadów), stabilny system energetyczny (całoroczne wytwarzanie i wyrównywanie wahań innych odnawialnych energii) oraz elastyczne zastosowanie dzięki możliwości magazynowania biometanu w istniejącym systemie gazociągów w różnych zdecentralizowanych lokalizacjach.

Agnieszka Rudzka

Poszukajcie „Poszukiwań”

Na początku września staraniem wydawnictwa Kurhaus Publishing ukazała się książka, której żadnemu czytelnikowi „Przeglądu Gazowniczego” nie wolno przeoczyć. Jej tytuł to „Poszukiwania”. Więcej jednak mówi jej podtytuł – „Energia a bezpieczeństwo we współczesnym świecie”. Autorem jest amerykański ekspert od spraw energii, autor kilku bardzo poczytnych pozycji z tej dziedziny – Daniel Yergin.

„The Economist” – najpoważniejszy w świecie tygodnik opiniotwórczy – pisze o Yerginie jako o wybitnym ekspercie, a jednocześnie mistrzu opowiadania. „Poszukiwania” to epicki, kilkusetstronicowy, niezwykle barwny, utkany z setek historii i tysięcy zajmujących szczegółów przegląd dokonań i wyzwań stojących przed ludzkością w dziedzinie energii. Yergin nie mądrzy się w uczonych wywodach, a przedstawia zdarzenia i procesy, przytacza dykteryjki, anegdoty i wydarzenia „z życia wzięte”, a zaraz potem prezentuje profesjonalne analizy i syntezy wsparte materiałem źródłowym i danymi. Za jedną ze swoich książek otrzymał nagrodę Pulitzera,



której nie przyznaje się autorom słusznych, lecz nudnych książek.

„Poszukiwania” są „słuszne”, bo napisane przez wybitnego znawcę (Yergin jest założycielem i szefem niezwykle wpływowego ośrodka CERA – Cambridge Energy Research Associates i wykładowcą Harvardu), a jednocześnie niezmiernie ciekawe. Znalazło się w nich miejsce na każde źródło i rodzaj energii. Czytelnik poznaje w ujęciu dość związłym olbrzymi pakiet najbardziej aktualnych problemów i poglądów dotyczących ropy naftowej, gazu ziemnego, węgla, energii atomowej, biopaliw i innych tzw. odnawialnych źródeł energii. Z Yerginem zwiedzimy cały świat, poznamy wszystkich ludzi tworzących techniczną, gospodarczą i polityczną historię oraz współczesność energii.

Potrzeby energetyczne ludzkości i sposoby jej zaspokajania przedstawione są w szerokim kontekście ekonomicznym i geopolitycznym, bo obok żywności energia to towar „najgorętszy” w świecie z gorących, wręcz parzących, i to obojętnie, z jakiej patrzeć perspektywy.

JC

Fundusz Naturalnej Energii

Aneta Szczepańska

Od lat GAZ–SYSTEM S.A. aktywnie angażuje się w inicjatywy na rzecz społeczności lokalnych oraz tworzenie koalicji pracującej na rzecz ochrony środowiska.

Jednym z realizowanych projektów ekologicznych jest konkurs grantowy Fundusz Naturalnej Energii, którego głównym założeniem jest kształtowanie świadomości ekologicznej wśród dzieci i młodzieży oraz wykształcanie w nich postaw przyjaznych środowisku. Konkurs ma także na celu przekonanie mieszkańców regionów do większej aktywności proekologicznej. *Ten konkurs od samego początku był przeznaczony dla młodych, najmłodszych, a – w mojej ocenie – przez tych*

młodych, najmłodszych trafia do wszystkich. Dzieci mogą wyjść na zewnątrz, mogą gdzieś wyjechać, mogą zaprosić do siebie szersze środowisko, żeby pokazać swój pomysł na życie w danym miejscu – podkreśla Barbara Wójcik, dyrektor Wydziału Infrastruktury i Rolnictwa w Zachodniopomorskim Urzędzie Wojewódzkim, który od początku konsekwentnie patronuje tej inicjatywie.

Co roku patronat nad konkursem obejmują wojewodowie poszczególnych województw, na terenie których odbywa się konkurs, Fundacja Nasza Ziemia oraz Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Do tej pory zrealizowane zostały trzy edycje konkursu, w których łącznie nagrodzono 37 projektów z województw: zachodniopomorskiego, pomorskiego, mazowieckiego, dolnośląskiego i lubuskiego.

W 2013 roku w ramach III edycji programu grantowego zgłoszono 50 projektów, a 19 najlepszych pomysłów nagrodzono grantami przyznanymi na ich wdrożenie.

Wnioski zgłoszone w tym roku na konkurs pokazują, jak wiele jest twórczych i ciekawych pomysłów w zakresie edukacji ekologicznej i działań na rzecz środowiska w całej Polsce. Nagrodzone



Uczestnicy projektu „Czy warto segregować odpady” ze Szkoły Podstawowej w Wapienicy.



Warsztaty w ramach projektu „My chcemy grać w zielone” zorganizowane przez Przedszkole nr 9 w Legionowie.



Zdjęcie wykonane w ramach projektu „Ekologiczny spacerownik”.
Autor – Monika Lehman



Obserwacje ptaków prowadzone w ramach projektu „Z lotu ptaka. Ptasia rodzina przygodę rozpoczyna”, zrealizowanego przez Gimnazjum nr 29 im Konstytucji 3 Maja we Wrocławiu.

projekty nie tylko budują świadomość w zakresie ochrony środowiska, ale przede wszystkim pokazują, jak poprzez codzienne, proste działania można wpływać na otaczający nas świat – dodaje Sławomir Brzózka, prezes zarządu Fundacji Nasza Ziemia.

Szczegóły dotyczące konkursu można znaleźć na www.gaz-systemdlanatury.pl



„Z lotu ptaka. Ptasia rodzina przygodę rozpoczyna” – projekt zrealizowany przez Gimnazjum 29 im. Konstytucji 3 Maja we Wrocławiu.



Warsztaty edukacyjne w ramach projektu „Nowoczesne technologie nie tylko pomagają żyć w zgodzie z naturą, ale przede wszystkim przyczyniają się do ochrony środowiska”, zrealizowanego przez Zespół Szkół w Koszalinie.



Realizacja projektu „Dla natury” – Ośrodek Społeczno-Kulturalny, Spółdzielnia Mieszkaniowa Podzamcze w Wałbrzychu.



*Zdjęcie wykonane w ramach projektu „Ekologiczny spacerownik”.
Autor – Daria Smolińska*



Warsztaty dla dzieci i młodzieży na temat bioróżnorodności – Stowarzyszenie Centrum Aktywnych – Gniew.

Znaczący wzrost zysku netto

Małgorzata Olczyk

W pierwszym półroczu 2013 roku Grupa Kapitałowa PGNiG zwiększyła zysk netto trzydziestokrotnie, osiągając ok. 1,43 mld zł wobec 45 mln zł w analogicznym okresie ubiegłego roku.

Tak znaczący wzrost zysku netto był możliwy m.in. dzięki zwiększeniu wydobycia i sprzedaży ropy naftowej w wyniku uruchomienia produkcji z kopalni Lubiatów oraz ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Satysfakcjonujące wyniki finansowe dają stabilne podstawy do kontynuowania ambitnego programu inwestycyjnego spółki o wartości ok. 5 mld zł w 2013 roku i przygotowania firmy do działań na konkurencyjnym rynku. W kolejnych latach PGNiG planuje utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną, w tym głównie na realizację projektów w zakresie działalności związanej z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, utrzymania zdolności wydobywczych oraz budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu.

W pierwszym półroczu 2013 roku przychody Grupy PGNiG wyniosły ok. 16,8 mld zł, czyli o 14% więcej niż w analogicznym okresie ub.r., głównie dzięki podwojeniu sprzedaży ropy naftowej oraz 10% wzrostowi sprzedaży gazu. Na poziomie działalności operacyjnej GK PGNiG odnotowała znaczący (o 225%) wzrost wyniku EBITDA – do ponad 3,3 mld zł wobec 1 mld zł w analogicznym okresie ub.r., dzięki lepszym wynikom wszystkich segmentów.

W drugim kwartale 2013 roku GK PGNiG zanotowała 354 mln zł zysku netto wobec 262 mln zł straty w analogicznym okresie ub.r. Przychody ze sprzedaży w drugim kwartale wzrosły o 12% – do 6,5 mld zł rok do roku, natomiast wynik EBITDA wzrósł o prawie 500%, osiągając 1,36 mld zł.

SEGMENT POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE – WZROST ZYSKU

Przychody segmentu Poszukiwanie i Wydobycie w pierwszym półroczu 2013 wyniosły 2,76 mld zł, czyli o 35% więcej w porównaniu z analogicznym okresem ub.r., natomiast zysk EBITDA osiągnął 1,8 mld zł

w pierwszym półroczu 2013 roku, wzrastając o 62% w porównaniu z analogicznym okresem 2012 roku.

Na tak dobre wyniki segmentu wpływ miało przede wszystkim podwojenie sprzedaży ropy naftowej oraz rosnąca sprzedaż międzysegmentowa gazu ze złoża Skarv w Norwegii do PGNiG Sales & Trading. Wynik segmentu potwierdził trafność inwestycji w wydobycie ropy i gazu.

Wydobycie ropy naftowej i kondensatu w GK PGNiG wzrosło do 462 tys. ton w pierwszym półroczu 2013 roku, wobec 223 tys. w analogicznym okresie ub.r. Sprzedaż ropy i kondensatu wzrosła o 102% do prawie 450 tys. ton w pierwszym półroczu 2013 roku, natomiast przychody z ich sprzedaży wzrosły do 1,1 mld zł w pierwszym półroczu 2013, wobec 594 mln zł w analogicznym okresie 2012 roku.

Wydobycie gazu ziemnego było na poziomie 1,1 mld m sześć. w drugim kwartale 2013 r., podobnie jak w analogicznym okresie 2012 roku.

W 2013 roku PGNiG przeznaczyło na inwestycje w segmencie poszukiwanie i wydobycie ok. 2,4 mld zł. W Polsce spółka poszukuje gazu zarówno ze złóż konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych (typu shale-gas). W 2013 roku PGNiG planuje prowadzenie prac wiertniczych w 33 otworach, z czego 20 w ramach poszukiwania złóż konwencjonalnych, natomiast 13 w poszukiwaniu złóż niekonwencjonalnych (gazu z łupków). PGNiG kontynuuje również prace poszukiwawcze poza granicami kraju. Ponadto, znaczną część środków finansowych spółka inwestuje w zagospodarowanie złóż i odwiertów oraz modernizację i rozbudowę istniejących kopalni gazu ziemnego.

REDUKCJA UJEMNEJ MARŻY NA SPRZEDAŻY GAZU

Obniżenie ceny zakupu gazu w kontrakcie jamalskim w wyniku renegocjacji w 2012 roku poprawiło wynik segmentu Obrót i Magazynowanie. Zysk EBITDA segmentu wyniósł 115 mln zł w pierwszym półroczu 2013 roku, wobec straty prawie 1,4 mld zł w analogicznym okresie 2012 roku. Również w drugim kwartale 2013 roku zysk EBITDA poprawił się do 116 mln zł, wobec 624 mln zł straty w analogicznym okresie 2012 roku. Było to wynikiem spadku kosztu sprzedanego gazu o 19%, co jednak nie wystarczyło do osiągnięcia dodatniej marży na sprzedaży gazu wysokometanowego. Marża ta wyniosła minus 2% w pierwszym półroczu



Złoże Opalino jest potencjalnie jednym z najbardziej perspektywicznych projektów.

Fot. archiwum PGNiG SA

2013 roku, wobec minus 11% w analogicznym okresie 2012 roku. Średnia cena taryfowa nadal nie pokrywała kosztów pozyskania gazu.

Sprzedaż gazu wzrosła o 10% – do ok. 8,8 mld m sześć. w pierwszym półroczu 2013 roku w porównaniu z analogicznym okresem ub.r. W sprzedaży gazu do poszczególnych grup odbiorców istotne zmiany zaszły w segmencie Rafinerii – to efekt kontraktu z Grupą LOTOS. Natomiast w segmentach Handel i Usługi oraz Odbiorcy Indywidualni widoczny jest wpływ niskich temperatur marca oraz rosnącej skali działań spółki PST w Niemczech, która w pierwszym półroczu br. osiągnęła ok. 1 mld zł przychodów.

WZROST WOLUMENU DYSTRYBUOWANEGO GAZU POPRAWIA WYNIKI SEGMENTU DYSTRYBUCCJA

W segmencie Dystrybucja wynik EBITDA pierwszego półrocza 2013 roku to ponad 1 mld zł, tj. o 9% więcej niż w analogicznym okresie 2012 roku. Ten dobry rezultat jest skutkiem wyższego o 8% wolumenu dystrybuowanego gazu zarówno w pierwszym półroczu, jak i w drugim kwartale 2013 roku, co było efektem podłączeń ok. 23 tys. nowych klientów. Ponadto, segment zanotował również 24procentowy wzrost przychodów z usług dystrybucyjnych w drugim kwartale 2013 roku

oraz 19-procentowy wzrost w pierwszym półroczu 2013 roku.

DOBRY WYNIK SEGMENTU WYTWARZANIE MIMO SPADAJĄCYCH CEN ENERGII

W pierwszym półroczu 2013 roku sprzedaż ciepła wzrosła o prawie 5% – do 24 PJ w porównaniu z analogicznym okresem ub.r., natomiast sprzedaż energii elektrycznej utrzymała się na podobnym poziomie 2,1 TWh. Przychody ze sprzedaży ciepła wzrosły o 14%, do 600 mln zł w pierwszym półroczu 2013 natomiast przychody ze sprzedaży energii elektrycznej wzrosły w tym czasie o 11%, do 485 mln zł. Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej wynika ze zwiększonego o 103 GWh wolumenu oraz rosnących przychodów z obrotu zakupioną energią elektryczną.

REKORDOWE ZATŁOCZENIE MAGAZYNÓW

Pierwsze półrocze 2013 roku przyniosło rekordowe poziomy napełnienia podziemnych magazynów gazu. Zatłoczono do nich ok. 1,8 mld m sześć. gazu wysokometanowego. W połowie roku 2012 było to 1,5 mld m sześć. Dodatkowo, rozpoczęto już zatłaczanie PMG Wierchowice, dzięki czemu przed sezonem zimowym maksymalny poziom zapasu może wynieść do 2,4 mld m sześć. gazu.

Dystrybucja gazu w jednej firmie

Katarzyna Wróblewicz, Centrala Spółki

1 lipca 2013 roku powstała największa w kraju firma zajmująca się świadczeniem usług dystrybucji gazu ziemnego – Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie. Poniżej przedstawiamy krótką genezę powstania spółki oraz najważniejsze działania podjęte w toku zachodzących przekształceń.

Spółka powstała w wyniku konsolidacji Dolnośląskiej, Górnośląskiej, Karpackiej, Mazowieckiej, Pomorskiej i Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa. Połączenie spółek dystrybucyjnych nastąpiło poprzez przejście ich (zgodnie z art. 492 § 1 pkt. 1 *Kodeksu spółek handlowych*) przez spółkę działającą pod firmą PGNiG SPV 4 sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie.

W skład spółki wchodzi 6 oddziałów regionalnych, zlokalizowanych w siedzibach dotychczasowych spółek gazownictwa w Gdańsku, Poznaniu, Warszawie, Wrocławiu, Tarnowie i Zabrzu, które realizują usługę dystrybucji gazu ziemnego w dotychczasowym zakresie i obszarze swojego działania.

Konsolidacja spółek dystrybucyjnych wynika bezpośrednio z realizacji *Krótkoterminowej strategii budowania wartości GK PGNiG na lata 2012–2014* i wiąże się z wyzwaniami, jakie niosą dynamicznie zmieniające się otoczenie, liberalizacja rynku gazu w Polsce i pojawiająca się na nim konkurencja oraz coraz to nowe potrzeby odbiorców gazu.

Polska Spółka Gazownictwa pełni funkcję krajowego operatora systemu dystrybucyjnego, którego kluczowym zadaniem jest niezawodny i bezpieczny transport paliw gazowych siecią dystrybucyjną na terenie całego kraju bezpośrednio do odbiorców końcowych oraz sieci innych operatorów lokalnych. Usługę transportu paliwa gazowego spółka świadczy na bazie umów zawartych z przedsiębiorstwami zajmującymi się jego sprzedażą. Do zadań PSG należy prowadzenie ruchu sieciowego, rozbudowa, konserwacja oraz remonty sieci i urządzeń, a także dokonywanie pomiarów jakości i ilości transportowanego gazu. Za pomocą sieci gazociągów o długości prawie 170 tys. km spółka dostarcza rocznie ponad 9 mld m³ paliwa gazowego do ponad 6,7 mln odbiorców końcowych.

Połączenie spółek daje okazję do wykorzystania licznych synergii w ramach grupy kapitałowej, a zmiana modelu dystrybucji znacznie podniesie efektywność operacyjną i kosztową tego segmentu. Jednym z kluczowych działań prowadzących do osiągnięcia korzyści jest integracja modelu funkcjonowania połączonego OSD w sposób, który pozwoli na zwiększenie koordynacji oraz standaryzacji kluczowych procesów i działań w spółce, przy jednoczesnym maksymalnym wykorzystaniu potencjału i kompetencji pracowników rozproszonych w ramach dotychczasowych struktur organizacyjnych.

Przez około dwa miesiące spółka funkcjonowała pod roboczą nazwą PGNiG SPV 4. Jednak 12 września br. została zmieniona nazwa oraz system identyfikacji wizualnej spółki. Głównym celem wypracowania odmiennego od dotychczasowego nowego systemu było zniwelowanie ryzyka naruszenia przepisów prawa krajowego i przepisów Unii Europejskiej (m.in. projektu ustawy *Prawo gazowe* czy dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r.), a także innych regulacji, w tym zasad wynikających z programów zgodności, kryteriów niezależności operatorów i bezpośredniego apelu prezesa URE, zawartego w *Sprawozdaniu z realizacji programu zgodności dla rynku gazu za 2012 r.* Aktualny znak graficzny spółki (tzw. sygnety), wchodzący w skład logo, znacząco różni się od sygnetu PGNiG SA, dzięki czemu spełnia wymóg zapisu dyrektywy 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r., mówiący o tym, że *operatorzy systemu dystrybucyjnego nie mogą powodować – w zakresie komunikacji i marki – nieporozumień w odniesieniu do odrębnej tożsamości części przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo zajmującego się dostawami.*

DOKUMENTY PODSTAWOWE

Wypełniając obowiązek Operatora Systemu Dystrybucyjnego, wynikający z ustawy *Prawo energetyczne* (z 10 kwietnia 1997 r.), Polska Spółka Gazownictwa opracowała następujące dokumenty:

PLAN ROZWOJU

Celem sporządzania przez operatora wieloletniego planu rozwoju jest wskazanie działań służących zaspokojeniu obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwo

gazowe. Plan rozwoju obejmuje okres co najmniej trzech lat i przedstawia przewidywany zakres dostarczania paliw gazowych, przedsięwzięcia modernizacyjne i rozwojowe systemu wraz z ich harmonogramem oraz przewidywane źródła finansowania tych przedsięwzięć. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki określa wytyczne i zalecenia dla opracowania pięcioletnich planów rozwoju, a następnie plany te uzgadnia. W sektorze dystrybucji paliw gazowych obowiązują obecnie plany na lata 2009–2013, przedłożone uprzednio przez sześć byłych spółek gazownictwa Grupy Kapitałowej PGNiG SA. W kwietniu 2013 r. prezes URE wezwał spółki do złożenia w terminie do 28 czerwca br. projektów planów rozwoju na lata 2014–2018. Zakres wymaganych informacji był tym razem o wiele bardziej złożony, gdyż prezes URE zdecydował o wykorzystaniu sporządzonego w roku 2009 modelu mającego służyć wskaźnikowej ocenie zamierzeń i pełnemu benchmarkingowi operatorów.

Zespół roboczy powołany przez Zarząd PSG sporządził dla dotychczasowych spółek gazownictwa sześć ujednoczonych pod względem formy projektów planu rozwoju, a w czerwcu 2013 r. projekty te zostały złożone do URE w celu uzgodnienia. Jednocześnie zespół przygotował projekt dla całej skonsolidowanej spółki, który złożono 4 lipca 2013 r. jako uzupełnienie. W lipcu prezes URE zwrócił się do PSG o sporządzenie uzupełnień i wyjaśnień do złożonego projektu oraz o przygotowanie jednego, podzielonego na sześć części (dla każdego oddziału), planu rozwoju dla całej spółki. Zgodnie z wyznaczonym przez prezesa URE terminem spółka złożyła projekt planu rozwoju 23 sierpnia 2013 r. Projekt obecnie poddawany jest analizie przez Urząd Regulacji Energetyki, a po wstępnym uzgodnieniu zostanie przedstawiony do zaopiniowania marszałkom województw. Po ich akceptacji prezes URE uzgodni plan, czego efektem będzie określenie poziomu nakładów na uznane przez niego za uzasadnione inwestycje. Zwrot z kapitału z uzasadnionych nakładów znajdzie swoje odzwierciedlenie w taryfie spółki.

TARYFA

Decyzją prezesa URE z 1 lipca 2013 r. spółka uzyskała koncesję na dystrybucję paliw gazowych na obszarze całego kraju oraz na regazyfikację gazu ziemnego w instalacjach regazyfikacji zlokalizowanych w oddziałach w Poznaniu, Warszawie i Wrocławiu. Tego samego dnia prezes URE wyznaczył spółkę, odpowiednio do posiadanych koncesji, operatorem systemu dystrybucyjnego gazowego oraz operatorem systemu skraplania gazu ziemnego. W toku jest jeszcze postępowanie w sprawie wyznaczenia spółki operatorem na sieciach do niej należących (obcych).

1 lipca 2013 r. spółka wystąpiła do prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie nowej taryfy. W przedstawionym wniosku spółka zaproponowała jednolity dla wszystkich oddziałów tekst taryfy uwzględniający postanowienia projektu rozporządzenia MG w sprawie szczegółowych

zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi („rozporządzenie taryfowe”). Jednocześnie, podobnie jak dotychczas, stawki opłat za usługę dystrybucji i za przyłączenie do sieci są zróżnicowane dla poszczególnych oddziałów spółki („stawki obszarowe”). Postępowanie administracyjne w tej sprawie jest w toku. Nowe rozporządzenie taryfowe nakłada obowiązek prowadzenia od 1 sierpnia 2014 r. rozliczeń za świadczone usługi dystrybucji i regazyfikacji w jednostkach energii, co stanowi dla spółki dodatkowe wyzwanie.

PROGRAM ZGODNOŚCI

Zarząd spółki przyjął program zgodności – program zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu dystrybucyjnego. Program zgodności określa działania, które należy podjąć w organizacji w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu dystrybucyjnego, w tym szczególności obowiązki pracowników OSD dla osiągnięcia tego celu, oraz metody monitorowania i kontroli realizacji programu. Na podstawie wezwania prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 25 lipca 2013 r. (sygnatura DRR-7125-21(2)/2013/MKo1) obowiązujący program zgodności został skorygowany przede wszystkim w zakresie obowiązku wdrożenia wizualizacji zapewniającej odrębną tożsamość Operatora Systemu Dystrybucyjnego od spółek prowadzących inną działalność w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG oraz w zakresie pozycji inspektora ds. zgodności w strukturze organizacyjnej spółki. Jednocześnie w treści programu uwzględniono zmiany prawa energetycznego zawarte w nowelizacji ww. ustawy z 26 lipca 2013 roku (Dz.U z 2013 poz. 984).

Liberalizujący się rynek gazu, pojawienie się konkurencji i rosnąca presja na ceny surowców skłaniają firmy do szukania rozwiązań prowadzących do zwiększenia efektywności. Zarządzający GK PGNiG zdecydowali się osiągnąć ten cel poprzez konsolidację aktywów. Zmiana modelu dystrybucji z rozproszonego na zintegrowany zaowocowała powstaniem Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. – nowoczesnego przedsiębiorstwa o bogatych tradycjach. Jesienią ukończone zostaną prace nad kompleksowym modelem biznesowym określającym docelową strukturę organizacyjną oraz przebieg kluczowych procesów w Polskiej Spółce Gazownictwa.

Dane spółki:

Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
01-224 Warszawa
ul. Marcina Kasprzaka 25

NIP: 525 24 96 411

REGON: 142739519

Kapitał zakładowy: 10 454 206 550 PLN

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

Perła gazownictwa północnej Polski

Katarzyna Wiereńko, Oddział w Gdańsku

Górowo Iławeckie to urokliwe miasteczko z XIV wieku, leżące nieopodal granicy polsko-rosyjskiej. To właśnie tam znajduje się perła gazownictwa północnej Polski – Muzeum Gazownictwa w Górowie Iławeckim.



Gmina Górowo Iławeckie, leżąca w powiecie bartoszyckim, znajduje się na turystycznym szlaku Warmii i Mazur, pośród jezior, łąk i lasów. W okolicy na odwiedzających czeka wiele ciekawych miejsc, takich jak pruskie grodziska, zapomniane poniemieckie cmentarze czy ruiny dworców i pałacyków. Równie interesujące jest samo miasteczko (niegdyś zwane Landsberg), w którym zachowany został średniowieczny układ urbanistyczny najstarszej części miasta. Jednak prawdziwą dumą Górowa Iławeckiego (które onegdaj odwiedził



sam Napoleon Bonaparte) jest Muzeum Gazownictwa Warmii i Mazur, mieszczące się w zabytkowym budynku starej gazowni.

Historia górowskiej gazowni sięga początków XX wieku, a konkretnie roku 1907, kiedy to magistrat miasta Landsberg podjął decyzję o budowie gazowni na węgiel kamienny. Na miejsce powstania gazowni wyznaczono tak zwaną Górę Zarazy, która dawniej znajdowała się poza murami miasta. Góra Zarazy otrzymała taką nazwę w XVIII wieku, kiedy to stała się miejscem pochówku kilkuset ofiar epidemii dżumy, która nawiedziła miasto w 1710 r. Prace nad budową gazowni zlecono firmie Karola Frandego z Bremy, a planowana dzienna produkcja gazu miała wynosić ok. 500 cbm + zbiornik gazu o pojemności 350 cbm. Piecownia miała posiadać dwa piece, dwu- i trzyretortowy, oraz długą na ok. 8000 mb sieć gazową o przekroju od 60 do 150 mm. Budowę gazowni rozpoczęto na początku 1908 roku, a prace przebiegały tak sprawnie, że już 13 września 1908 roku wyprodukowano i przesłano do sieci gazowej pierwsze kubikometry gazu. Wielkość miliona metrów sześciennych wyprodukowanego gazu osiągnięto już 15 lutego 1920 roku.

Na przełomie XIX i XX w. gaz wykorzystywano przede wszystkim jako źródło ciepła. Szybko znalazł on zastosowanie jako paliwo do latarni gazowych oświetlających ulice, silników oraz lamp mieszczących kamienie. Z czasem odkryto, jak praktyczne jest wykorzystywanie gazu w gospodarstwach domowych (do urządzeń takich jak kuchenki gazowe), kotłowniach czy warsztatach produkcyjnych. Przez kilkanaście lat działalności gazowni w Górowie Iławeckim sieć gazowa została rozbudowana o 2000 mb, dzięki czemu już w 1925 roku zasilala 400 gospodarstw domowych i 42 latarnie gazowe. Górowska gazownia działała do 27 kwietnia 1992 roku, kiedy to o 19.00 została wyłączona z ruchu.

Renowacja zabytkowego obiektu starej gazowni, który w tym roku obchodzi 105. urodziny, trwała niemal dwa lata. Po odrestaurowaniu gmachu, wraz z całą linią technologiczną, nastąpiło uroczyste otwarcie Muzeum Gazownictwa Warmii i Mazur – 27 lipca 1994 roku zostało ono wpisane przez Państwową Służbę Ochrony Zabytków do rejestru zabytków. Inicjatorami powstania muzeum byli: Bogumiła Nawrocka, ówczesna dyrektor MOZG, Wojciech Jeżowski, ówczesny dyrektor ZG Olsztyn, oraz Józef Szafranowicz, ówczesny kierownik RG Górowo Iławeckie. Obecnie w zbiorach muzeum znajduje się m.in. 90 sztuk starych gazomie-

rzy, z których najstarszy pochodzi z 1908 roku. Wśród eksponatów można znaleźć również przybory gazowe, takie jak termy gazowe, piecyki kąpielowe, ciśnieniomierze, kuchenki gazowe oraz piękny egzemplarz gazomierza wodnego firmy AUG. KLONNE DORTMUND z 1910 roku. Muzeum w Górowie Iławeckim to również jedyne miejsce w Polsce Północnej, w którym można zobaczyć, jak był pozyskiwany gaz z węgla kamiennego – w budynku zachowany został cały ciąg produkcyjny. Prócz eksponatów i akcesoriów gazowniczych warte uwagi są również elementy architektoniczne obiektu, a zwłaszcza zabytkowa miejska wieża ciśnień oraz stary bruk pochodzący z przełomu wieków XIX i XX.

Muzeum Gazownictwa istnieje już 19 lat i z roku na rok jest coraz liczniej odwiedzane przez turystów. Chętni do obejrzenia „perelki gazownictwa” północnej Polski zjeżdżają nie tylko z całego kraju, ale i spoza jego granic: z Niemiec, Francji, Szwecji, Rosji, Ukrainy i wielu innych. Co więcej, wpisy w księdze pamiątkowej wskazują, że wśród zwiedzających znajdują się goście pochodzący z dużo dalszych zakątków świata, np. z Dalekiego Wschodu. Regularnie goszczą tu także przedstawiciele lokalnych, regionalnych, a nawet ogólnopolskich mediów – w 2012 roku muzeum odwiedziła TV Polonia, która nadaje swoje programy na całym



świecie. W Górowie Iławeckim reporterzy TV Polonia zrealizowali pełnometrażowy program o historii gazownictwa na Warmii i Mazurach, który po niedługim czasie wyemitowano na antenie stacji.

Zainteresowanych zwiedzeniem Muzeum Gazownictwa Warmii i Mazur w Górowie Iławeckim przy ul. Wyszyńskiego 20 prosimy o wcześniejszy kontakt z Panem Józefem Kurto, kierownikiem punktu dystrybucji gazu w Lidzbarku Warmińskim, od 7.00 do 15.00 pod numerem telefonu 89 538 34 30. **Wstęp do muzeum jest bezpłatny.** Zapraszamy!

Pierwsza Dama RP w Republice Uśmiechu

Beata Dreger, Oddział w Poznaniu

Republika Uśmiechu to wiodący projekt w ramach polityki CSR, stosowanej w Polskiej Spółce Gazownictwa w Oddziale w Poznaniu.

Celem Republiki Uśmiechu jest integracja niepełnosprawnych i zdrowych osób, uwrażliwienie na krzywdę innych, edukacja dzieci i młodzieży, a także aktywizacja społeczności lokalnej. Idea Republiki Uśmiechu skierowana jest do ludzi młodych, wchodzących w dorosłe życie, którzy mają nauczyć się rzetelności, odpowiedzialności za siebie i drugiego człowieka, a także wrażliwości na krzywdę ludzką. Dzieci mają poznać właściwy sposób funkcjonowania w społeczeństwie, uczestniczyć w jego tworzeniu, a także, poprzez zabawę, zostają wciągnięte w proces integracji społecznej.



Od dwóch lat wspomagamy budowę miasteczka, w którym organizowane są wakacyjne turnusy dla dzieci pełno- i niepełnosprawnych. W trakcie wakacji spędzanych w Republice Uśmiechu uczestnicy biorą udział w zajęciach hipoterapii, logopedii, choreoterapii, sportowych oraz wspierających rozwój koncentracji. Do tej pory fundacja organizowała wypoczynek dla dzieci



z domów dziecka w wieku 8–18 lat. W tym roku, w odpowiedzi na zapotrzebowanie rodzin zastępczych, fundacja zorganizowała turnus rehabilitacyjno-rekreacyjny dla dzieci w wieku od 1 roku do 18 lat z rodzin zastępczych.

Na etapie wyboru rodzin projekt był realizowany przy współpracy z biurem Pierwszej Damy RP. W związku z zaangażowaniem w projekt pary prezydenckiej, Anna

Komorowska odwiedziła uczestników letniego obozu. – *Dzieci, które tutaj przyjechały, nie mają łatwego życia. Jestem wdzięczna tym, którzy przyczynili się do tego, że ten wyjazd był miejscem radości dla rodzin – organizatorom i animatorom. Ważne jest to, że dzieci przyjechały z rodzicami. To dla nich bardzo istotne* – powiedziała Anna Komorowska. Pierwsza Dama spotkała się najpierw z uczestnikami obozu w Muzeum Początków Państwa Polskiego, w którym wzięła udział w warsztatach plastycznych, a następnie oglądała prace przygotowane przez rodziny podczas pleneru artystycznego. – *Wszystkie prace bardzo mi się podobały. Technika prac nakazywała posługiwanie się tym, co znajduje się w okolicy, dlatego były pomysłowe* – powiedziała Anna Komorowska.

Po zakończeniu wizyty w muzeum Pierwsza Dama przyjechała do Imiołek, gdzie dzieci i ich rodzice odpoczywali przez dwa tygodnie. Tam wspólnie z nimi zjadła posiłek i zobaczyła przygotowane specjalnie w związku z jej wizytą występy artystyczne.

Anna Komorowska zaznaczyła, że Kancelaria Prezydenta angażuje się w działania na rzecz poprawy sytuacji polskich rodzin. – *Stąd duże zaangażowanie na rzecz akcji „Dobry klimat dla rodziny”. Będziemy rozmawiać, co w tej kwestii można zrobić i poprawić* – dodała.

Ławeczka Ignacego

Ewa Chwiałkowska-Szwajorek, Oddział w Poznaniu



Prekursor przemysłu naftowego, Ignacy Łukasiewicz, zawitał do Poznania i wygląda na to, że zdomowi się tu na stałe. Zasiadł na ławeczce, na skwerze swego imienia, tuż obok poznańskiej Gazowni.

Odstąpienie pomnika tego wielkiego Polaka odbyło się 23 września 2013 roku. Inicjatorem i pomysłodawcą upamiętnienia w ten sposób jego postaci i zasług było Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego. Podczas uroczystości sylwetkę Ignacego Łukasiewicza nakreślił dr Stanisław Szafran, sekretarz generalny SITPniG, przypominając koleje życia patrioty, menedżera i filantropa.

Urodzony 8 marca 1822 roku, z wykształcenia farmaceuta, z przekonania działacz niepodległościowy, z potrzeby serca społecznik – Ignacy Łukasiewicz, jako pierwszy na świecie wykorzystał na skalę przemysłową ropę naftową. Otrzymał z niej, metodą destylacji, naftę zastosował do celów oświetleniowych. Pierwsza skonstruowana przez Łukasiewicza lampa rozświetliła w 1853 roku wystawę apteki Pod Żółtą Gwiazdą we Lwowie, gdzie pracował. Za symboliczną datę oficjalnych narodzin przemysłu naftowego przyjmuje się 31 lipca tego samego roku, kiedy to po raz pierwszy zastosowano w praktyce oświetlenie naftowe podczas pilnej nocnej operacji w lwowskim szpitalu powszechnym. Swoje zdolności organizatorskie, dziś powiedzielibyśmy menedżerskie, wykazał, zakładając liczne kopalnie ropy naftowej, w tym pierwszą na świecie w Bóbrce koło Krosna. Zarobionym majątkiem dzielił się, finansując

budowy dróg, mostów, szkół czy szpitali, tworząc kasy zapomogowe i fundusze emerytalne. W 1877 r. zorganizował we Lwowie kongres naftowy, a następnie założył w Gorlicach Krajowe Towarzystwo Naftowe. Ignacy Łukasiewicz zmarł 7 stycznia 1882 roku. Pochowany jest na cmentarzu w Zręcinie.

Wokół ławeczki Ignacego w Poznaniu zgromadziło się wiele osób – zarówno zaproszonych gości i pracowników gazowni, jak i przypadkowych przechodniów. Wszyscy chcieli być świadkami odsłonięcia dzieła rąk i talentu poznańskiego rzeźbiarza, Romana Kosmali. Jednym z oficjalnych gości był ks. biskup Grzegorz Balcerak, który dokonał poświęcenia pomnika. Zdzisław Kowalski, dyrektor poznańskiego oddziału Polskiej Spółki Gazownictwa, podziękował firmom, które dzięki swej

życzliwości i hojności przyczyniły się do zrealizowania przedsięwzięcia. Gospodarz spotkania, Andrzej Mikołajczak, prezes SITPNiG w Poznaniu, podsumowując uroczystość, stwierdził, że Ignacy Łukasiewicz, przy swoich dokonaniach i zasługach z pewnością stałby się laureatem Nagrody Nobla – pokojowej i w dziedzinie chemii, gdyby w jego czasach była już przyznawana. To prawda, ale przecież mieć własną ławeczkę to też zaszczyt. I chyba ona bardziej niż jakiegokolwiek inne honory pasuje do Ignacego Łukasiewicza – skromnego Wielkiego Człowieka. Miniatura poznańskiej „ławeczki Ignacego” przekazana została do Muzeum w Bóbrce, aby zapoczątkować nową ekspozycję – kolekcję miniatur pomników poświęconych twórcy przemysłu naftowego.

Projekt „Zapewnienie dostępu do gazu ziemnego w m. Suwałki w oparciu o technologię LNG”

Jan Snarski, Oddział w Warszawie

W ramach działania 10.2 – Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji, priorytetu X – Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007–2013, dofinansowanie z Unii Europejskiej otrzymał projekt, zarejestrowany pod nazwą „Zapewnienie dostępu do gazu ziemnego w m. Suwałki w oparciu o technologię LNG”, zainicjowany przez MSG sp. z o.o., obecnie realizowany przez Polską Spółkę Gazownictwa, Oddział w Warszawie.

Głównymi elementami inwestycji są: stacja re-gazyfikacji gazu LNG, dwie stacje redukcji-pomiarowe oraz sieć gazociągów i przyłączy do nowych odbiorców. W ramach inwestycji przewidziano zamianę gazu propan-butan na gaz ziemny w istniejącej sieci dystrybuującej gaz do obecnie aktywnych odbiorców.

Obecnie w Suwałkach funkcjonuje układ hydrauliczny gazociągów zasilanych z rozprężalni gazu propan-butan i doprowadzających gaz do odbiorców z terenu miasta. W ramach projektu zakłada się budowę stacji regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego LNG w Suwałkach, budowę sieci dystrybucyjnych gazu ziemnego oraz adaptację do nowego rodzaju gazu istniejącej sieci dystrybucyjnej, zasilanej obecnie gazem propan-butan. Realizacja projektu umożliwi dostarczenie gazu ziemnego do nowych odbiorców przyłączonych do nowo wybudowanych gazociągów na terenie miasta oraz do odbiorców przyłączonych do istniejącej sieci. Po zre-

alizowaniu przedmiotowego projektu funkcjonująca obecnie w Suwałkach rozprężalnia gazu propan-butan zostanie zlikwidowana, a odbiorcy dotychczas zasilani gazem propan-butan, staną się nowymi odbiorcami gazu ziemnego.

Dystrybucyjna sieć gazowa na terenie województwa podlaskiego w jego południowej i centralnej części zasilana jest z gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Bobrowniki–Białystok–Wólka Radzywińska, natomiast sieć dystrybucyjna w zachodniej części województwa warmińsko-mazurskiego zasilana jest z systemu przesyłowego dotychczasowej Pomorskiej Spółki Gazownictwa (obecnie Polska Spółka Gazownictwa Oddział w Gdańsku). Pozostała część tych obszarów nie posiada sieci przesyłowych wysokiego ciśnienia i w związku z tym ich gazyfikacja praktycznie się nie rozwija.

W roku 2009 Zarząd Mazowieckiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. w Warszawie, wspólnie z PCNiG SA, podjął decyzję o przystąpieniu do realizacji projektu za-



Położenie stacji regazyfikacji LNG w miejscowości Zielone Kamedulskie na mapie Suwałk i okolic.

miany gazu w sieciach dystrybucyjnych miast: Pisz, Elk, Suwałki i Olecko w ramach tzw. programu PESO i tym samym umożliwieniu rozwoju gazyfikacji obszarów północno-wschodniej części Polski.

Podstawowe założenia tej inwestycji, w części dotyczącej Suwałk, uwzględniały wiele aspektów, m.in. technologiczne, geograficzne, gospodarcze, logistyczne, finansowe z możliwością uzyskania środków z funduszy strukturalnych Unii Europejskiej, relacje z krajami sąsiednimi, możliwości przyłączenia miasta do przyszłego krajowego systemu sieci gazowej wysokiego ciśnienia, właściwą eksploatację planowanych do wybudowania urządzeń. Brano również pod uwagę możliwości rozwoju środowisk lokalnych, przyrost miejsc pracy i poprawę warunków bytowych mieszkańców. Analizując te aspekty, kierowano się również troską o środowisko naturalne. Dlatego wybrano lokalizację stacji regazyfikacji gazu LNG poza obszarem zurbanizowanym, w okolicy planowanej do wybudowania w przyszłych latach przesyłowej sieci gazowej wysokiego ciśnienia.



Rozbudowa sieci dystrybucyjnej w Suwałkach.

Zaznaczyć przy tym należy, że zakres i cele inwestycji spójne są z celami dokumentów strategicznych na poziomie lokalnym, regionalnym, krajowym i międzynarodowym, co potwierdza ponadregionalny charakter projektu.

Rozkład nowych sieci gazowych budowanych w ramach projektu zaplanowano, uwzględniając potrzeby i możliwości dalszej gazyfikacji Suwałk.

W październiku 2012 r. rozpoczęto budowę nowych sieci gazowych. Poszczególne odcinki rur łączone będą metodą zgrzewania doczołowego.

W roku 2013 przystąpiono do adaptacji istniejącej sieci gazowej na osiedlu Północ w Suwałkach.

Realizowane przedsięwzięcie obejmuje swoim zakresem budowę następującej infrastruktury:

- sieci dystrybucyjnej średniego ciśnienia,
- przyłączy gazowych w liczbie 138 szt. o łącznej długości 2040 m,
- stacji regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego LNG $Q = 1200 \text{ Nm}^3/\text{h}$ wraz ze stacją gazową podwyższonego średniego ciśnienia $Q = 5000 \text{ Nm}^3/\text{h}$,
- stacji gazowej średniego ciśnienia $Q = 1500 \text{ Nm}^3/\text{h}$,

Łączna długość nowo wybudowanych w ramach projektu gazociągów wyniesie 25,329 km, natomiast liczba klientów podłączonych do nowo wybudowanej (w wyniku realizacji projektu) sieci gazowej – 14 326 tys. osób.

Wszystkie nowo budowane gazociągi wykonywane będą z rur PE klasy 100 szeregu SDR 11 lub SDR 17,6 o średnicach DN 355, 225, 160, 110, 90, 63, 40, 25.

Stacja regazyfikacji gazu LNG, wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową oraz infrastrukturą towarzyszącą, zlokalizowana będzie w obrębie wsi Zielone Kamedulskie w gminie Suwałki. Umożliwi dostęp do gazu ziemnego szerokiej grupie potencjalnych odbiorców sektora komunalnego i przemysłowego.

Zadaniem instalacji regazyfikacji LNG będzie magazynowanie LNG dla potrzeb stacji gazowej, przemiana LNG do fazy gazowej, redukcja ciśnienia gazu do poziomu $P_{\text{max}} = 0,5 \text{ MPa}$ oraz pomiar przepływającego strumienia gazu przesyłanego do odbiorców gazu. Przetwarzane i rozprowadzane paliwo gazowe zgodne będzie z normą PN-C-04753 Grupa E (Gz50).

Projektowana instalacja stacji regazyfikacji LNG składać się będzie z dwóch zbiorników kriogenicznych o objętości $V=60 \text{ m}^3$ każdy oraz czterech parownic atmosferycznych produktowych o łącznej wydajności jednego układu $Q=1200 \text{ Nm}^3/\text{h}$. Planowane dostawy skroplonego gazu ziemnego do tej instalacji przewidują jego transport z Odolanowa i Gorzowa Wlk., a po zakończeniu trwającej budowy terminalu LNG również ze Świnoujścia. Pod uwagę brane są też dostawy LNG z Obwodu Kaliningradzkiego.

Atrakcyjność LNG jako czynnika energetycznego polega na możliwości uzyskania z jednego metra sześciennego fazy ciekłej aż 600 metrów fazy gazowej.

Transport LNG do miejsca jego regazyfikacji w Suwałkach będzie realizowany z użyciem cystern samochodowych o ładowności 17 t. Ilość gazu transportowana jedną cysterną wynosi ponad 22 tys. Nm^3 .



Adaptacja sieci gazowej do nowego rodzaju gazu na osiedlu Północ w Suwałkach.

W skład projektowanej stacji redukcyjno-pomiarowej $Q=5000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ wejdą między innymi: zespół zaporowo-upustowy wlotowy, układ redukcyjny, układ pomiarowy, nawianialnia, kotłownia, rurociągi technologiczne i zespół zaporowo-upustowy wylotowy.

Druga stacja redukcyjno-pomiarowa, o przepustowości $Q=1500 \text{ Nm}^3/\text{h}$, będzie zaopatrywała w paliwo gazowe odbiorców zużywających obecnie gaz propan-butan rozprężony.

Aby móc rozpocząć i sukcesywnie kontynuować realizację zamierzonego przedsięwzięcia, Mazowiecka Spółka Gazownictwa sp. z o.o. (obecnie Polska Spółka Gazownictwa Oddział w Warszawie), realizując zada-

nie na ulicy Leśnej, Hubala i terenie zamkniętym PKP. Termin zakończenia przedmiotu umowy zaplanowano do 28 lutego 2014 r. Niemniej jednak wykonawca, przedstawiając harmonogram realizacji robót, zobowiązał się do wykonania zadania do końca 2013 r.

Zadanie trzecie obejmuje budowę infrastruktury gazowej w ulicach Buczka, Wojska Polskiego oraz Mercckiego. Prace budowlane są w fazie realizacji, a termin wykonania zadania ustalono na koniec 2013 r.

Zadanie czwarte realizowane będzie na osiedlu Kolejowym (ul. Podhorskiego, Kolejowa, Świerkowa, Lipowa), osiedlu Polna (ul. Polna, Bielickiego, Górna, Wiejska, Mechaników, Energetyczna, Rolnicza, Robotnicza, Budowlana, Żniwna) oraz osiedlu Powstańców Wielkopolskich (ul. Zastawie, Trzydziestolecia PRL, Partyzantów, Kosynierów). Obecnie trwa postępowanie przetargowe na wyłonienie wykonawcy dla tego przedsięwzięcia. Rozpoczęcie robót budowlanych planowane jest w roku bieżącym, natomiast zakończenie jesienią 2014 roku.

W związku z planowanym zakończeniem realizacji projektu do 31 grudnia 2014 r., zakładamy, że dostawy gazu ziemnego do nowych odbiorców za pośrednictwem nowo budowanych i adaptowanych sieci gazowych będą możliwe już pod koniec IV kw. 2014 r. i od tej chwili rozpocznie się okres operacyjny związany z eksploatacją wybudowanej sieci.

Wszystkie opisane prace są zadaniami bardzo złożonymi, wchodzącymi w relacje cywilnoprawne z wieloma podmiotami, urzędami i osobami fizycznymi. Mamy świadomość, iż realizowane przez nas przedsięwzięcia są utrudnieniem dla użytkowników dróg, mieszkańców i gości miasta oraz gminy Suwałki, jednak efekt końcowy, jakim będzie możliwość zapewnienia dostępu do gazu wytwarzanego w technologii LNG, w pełni zrekompensuje trudności powstałe w związku z realizacją tego projektu.

Myślę, że mimo problemów napotykanym na etapie projektowania i budowy, dzięki pełnemu zaangażowaniu wielu osób oraz instytucji, uda się osiągnąć zamierzony efekt.



Stacja regazyfikacji LNG.

nie, uwzględniła czasochłonność pozyskiwania pozwoleń na budowę sieci gazowych i dokonała podziału planowanych obiektów liniowych na cztery zadania.

Zadanie pierwsze – odnoszące się do budowy sieci przy ul. Bakalarzewskiej, Mieszka I, Jagiełły, 23 Października, Sikorskiego, Bulwarowej, Pułaskiego oraz Nowomiejskiej – została zakończona w sierpniu br.

Zadanie drugie realizowane jest w obrębie działek po byłym torowisku między ul. Bakalarzewską a Sikorskiego, byłym torowisku między ul. Bakalarzewską a Buczka

Kolej wąskotorowa gazowni Wrocław Tarnogaj

Michał Jerczyński*

Początki transportu szynowego są związane z przemysłem. Po raz pierwszy (udokumentowany) zastosowany został w górnictwie. Stopniowo kolej żelazna stała się podstawowym publicznym środkiem transportu i, mówiąc o niej, zawsze kierujemy się myślą ku wielkiej, obejmującej całe kontynenty sieci kolejowej. Ale szynowy transport technologiczny, odbywający się po autonomicznych sieciach zakładowych, działał również i rozwinął się przez lata.

Do dzisiaj, mimo ogromnych zmian w strukturze przemysłu, istnieje i stanowi ciekawą dziedzinę badań dla historyków kolejnictwa. Jednym z ciekawych – z dzisiejszego punktu widzenia – zastosowań kolei w przemyśle gazowniczym była wąskotorowa kolej we wrocławskiej gazowni Tarnogaj. Od 15 lat kolej ta już nie istnieje, ale na szczęście zachowano jako ekspozyty muzealne wszystkie trzy pracujące na niej ostatnio parowozy bezpaleniskowe.



Maszynę nr 6 ustawiono na pamiątkę w macierzystym zakładzie; w miejscu zaworu zasilającego zamontowany reflektor.

Fot. M. Malczewski

Wynalezienie lampy gazowej pod koniec XVIII w. i jej udoskonalenie w początkach XIX w. stanowiło przełom w dziedzinie oświetlenia, zdominowanego dotąd przez świece, lampy olejowe i naftowe. Oświetlenie gazowe szybko zyskało uznanie i zastosowanie w przemyśle i gospodarce komunalnej – zarówno w przestrzeni publicznej (oświetlenie ulic, zwłaszcza po wynalezieniu tzw. siatki Auera w 1885 r.), jak i w mieszkaniach. Ten

same gaz miejski używany był zarówno do celów energetycznych w fabrykach, jak i w bogatszych gospodarstwach domowych w kuchenkach gazowych do przygotowywania posiłków. Nawet powszechne wprowadzenie elektryczności od końca XIX wieku nie od razu mogło wyeliminować rozwinięty system oświetlenia gazowego w dużych miastach, np. we Wrocławiu jeszcze do końca wojny było ok. 9000 ulicznych latarni gazowych.

Pod koniec XIX w. na terenie Niemiec gazownie masowo powstawały nawet w niewielkich powiatowych miasteczkach.

Gaz miejski (zwany też świetnym) był uzyskiwany poprzez odgazowywanie węgla kamiennego w procesie analogicznym do produkcji koksu, różnił się jednak parametrami fizykochemicznymi i składem uzyskiwanych produktów, a także rodzajem węgla stosowanego jako surowiec. Przy produkcji koksu uzyskuje się również – w postaci produktu ubocznego – gaz koksowniczy, znajdujący zastosowanie jako nośnik energii. W interesującym nas procesie produktem ubocznym jest koks, podstawowym zaś gaz, będący mieszaniną wodoru, tlenu węgla, metanu i ciężkich węglowodorów.

Proces odgazowania następuje w piecach o różnej konstrukcji pod wpływem ogrzewania wsadu węgla, bez dostępu powietrza, przez kilkanaście do dwudziestu kilku godzin w temperaturze 1000–1280°C (zależnie od rodzaju pieca). Skład otrzymanego gazu zależy m.in. właśnie od temperatury. W dalszej części procesu jest on oczyszczany z amoniaku, siarkowodoru, pary wodnej, smoły, naftalenu i innych domieszek.

Na początku XX wieku we Wrocławiu, wówczas jednym z największych miast w Prusach, istniały trzy gazownie: nr I z 1847 r. przy stacji Wrocław Świebodzki, nr II z 1864 r. w rejonie obecnego Mostu Grunwaldzkiego, i nr III z 1881 r. – przy stacji Wrocław Nadodrże (nie licząc lokalnych, podmiejskich zakładów na Klecinie i Psim Polu). W 1906 roku uruchomiono Gazownię IV na peryferyjnym wówczas Tarnogaju (Dürrgoy), przyłączonym do miasta w 1904 r. m.in. w związku

z planowaną budową gazowni. Otwarcie nowego zakładu pozwoliło zlikwidować położoną w centrum miasta Gazownię II. Początkowo działały w nim tzw. piece retortowe, wyposażone w zestaw wielu walcowatych komór (retort), w których ogrzewano niewielki wsad – ok. 150–200 kg węgla. Urządzenia te oprócz niewielkich rozmiarów miały niską sprawność i wymagały ręcznego rozładunku. Obok piecowni retortowej wybudowano wkrótce nowocześniejszą baterię pieców pionowokomorowych (niewątpliwie w związku z tą inwestycją zlikwidowano w 1914 roku gazownię I). Stanowił ją zespół wysokich, wąskich i głębokich komór. Do ich ścian bocznych przylegały kanały, którymi przepływały gorące spaliny – produkt spalania tzw. gazu generatorowego, mieszaniny wodoru i tlenku węgla. Gaz ten był uzyskiwany we własnym zakresie ze zgaszenia koksu poprzez doprowadzenie do płonącego koksu gorącego powietrza i pary wodnej.

Pierwotnie tarnogajska piecownia pionowokomorowa składała się z dwóch bloków ustawionych w jednym szeregu. W każdym bloku znajdowało się sześć pieców po sześć komór o pojemności 2 t wsadu każda. Po około 16 godzinach ogrzewania wsadu w danej komorze otwierano jej dno, a rozżarzony koks osypywał się do wagonów wąskotorowych, podstawianych na przebiegający pod piecownią tor o szerokości 1000 mm. Były to stalowe węglarki o jednostronnie skośnej podłodze i uchylnej ścianie bocznej, później zastąpione przez wagoniki systemu talbot z dwustronnym rozładunkiem. Wagon z koksem był następnie przeciągany pod wieżę gaśniczą położoną tuż za baterią, gdzie skrapiano rozżarzony wsad wodą. Po jego schłodzeniu wagonik podciągano kilkadziesiąt metrów dalej, nad podziemny bunkier i rozładowywano do leja zsykowego. Do przeciągania wagoników służył bezogniowy parowóz o specjalnej, obniżonej skrajni. O użyciu takich właśnie maszyn decydowała dostępność pary technologicznej oraz względy bezpieczeństwa, gdyż tory przebiegały w pobliżu rurociągów gazu generatorowego. W rezerwie pozostawał drugi parowóz. Niestety, nie udało się ustalić danych fabrycznych tych lokomotyw.

W latach 1926–1927 na Tarnogaju uruchomiono, na miejscu rozebranej retortowni, nową baterię pieców skośnokomorowych, składającą się początkowo z dwóch bloków po trzy piece o siedmiu komorach każdy (pod koniec drugiej wojny światowej dobudowano trzeci blok o dwóch piecach). Od wcześniejszej baterii nowa różniła się tym, iż podłoga komór, znacznie już pojemniejszych, bo mieszczących po 8 ton węgla, była skośna. Po skończonym odgazowaniu wsadu, tj. po około 24 godzinach, do komory podjeżdżała po równoległym do baterii torze tzw. wieża szarżowa – konstrukcja o napędzie elektrycznym, której zadaniem było skierowanie koksu, zsuwającego się po pochyłym dnie otwartej komory, do podstawionego pod wieżę wagonu. Były to również pojazdy na tor 1000 mm, ale różniące się całkowicie budową od poprzednich. Na osobnym podwoziu spoczywały dwie wanny o ładowności 4 t każda.



Maszyna nr 3 w Muzeum Gazownictwa w Paczkowie.

Fot. M. Malczewski

Wanny były dwudzielne, niczym czerpak ładowarki. Po przeciągnięciu wagonu z rozżaronym koksem pod pobliską wieżę gaśniczą i jego schłodzeniu wagonik podstawiano pod elektryczny żuraw obrotowy, umieszczony na estakadzie. Dźwig unosił po jednej wannie i rozładowywał ją – poprzez otwarcie – do zasobnika sortowni lub na hałdę. Tor prowadził jednak jeszcze około 100 m dalej, gdzie wagony można było awaryjnie (np. w czasie remontu żurawia obrotowego) rozładowywać suwnicą, wykonując dość skomplikowane manewry. W tej sytuacji pod sortownię podstawiony był wagon samowyladowczy talbot – podobny do używanych w piecowni pionowokomorowej, lecz o większej pojemności. Po wykonaniu szarży i zgaszeniu koksu parowóz z wanną dojeżdżał do sortowni, a tam z przodu doczepiano ów wagon samowyladowczy. Teraz pociąg podjeżdżał pod suwnicę, gdzie rozładowywano wanny, koks trafiał jednak do zasobnika przejściowego. Następnie pociąg cofał się, tak aby koks z zasobnika załadować do wagonu samowyladowczego. Następnie skład wracał pod



Lokomotywa nr 4 na terenie ekspozycji taboru w Muzeum Kolejnictwa – Oddz. w Sochaczewie.

Fot. M. Malczewski

sortownię, gdzie odczepiano wagon. Parowóz z wanną podjeżdżał z powrotem pod piecownię, zaś wagon samowyladowniczy opróżniano grawitacyjnie do zsypu podziemnego bunkra.

Wraz z uruchomieniem baterii skośnokomorowej gazownia na Tarnogaju stała się jedną z największych i najnowocześniejszych w Europie. Mogła produkować do 135 tys. m³ gazu na dobę. Jej modernizacja oraz rozbudowa sieci – w latach 20. ub.w. nastąpiło we Wrocławiu połączenie oddzielnych dotąd sieci gazowych – pozwoliła zakończyć eksploatację małych zakładów na Psim Polu (1924), Klecinie (1928) oraz Gazowni III (1927), gdzie pozostały tylko zbiorniki magazynowe.

Do obsługi piecowni skośnokomorowej zakupiono kolejne parowozy bezogniowe: w firmie *Hanomag* (*Hannoversche Maschinenbau AG vormals Georg Eggestorff*, nr fabr. 10489/1926), *Berliner Maschinenbau-Actien-Gesellschaft BMAG vormals L. Schwartzkopff* (nr fabr. 8726/1927) i *AG Sächsische Maschinenfabrik vormals Richard Hartmann* (nr fabr. 4688/1927), a ze Szczecińskiej Fabryki Szamotu odkupiono parowóz *Hartmanna* nr fabr. 4676/1927 (niewykluczone też, że zmiana pierwotnego odbiorcy nastąpiła jeszcze w wytwórni). W roku 1933 nabyto kolejną maszynę – BMAG nr 10253/1933. Prawdopodobnie w tym okresie złomowano jeden starszy parowóz, ponieważ ostatni nabytek nosił numer zakładowy 6.

Dalsza rozbudowa zakładu nastąpiła w latach 50. ub.w., gdy wybudowano trzeci blok pionowokomorowy. Piecownia ta była ustawiona równolegle do istniejącej i była identyczna pod względem konstrukcyjnym. Blok ten składał się z sześciu pieców sześciokomorowych. Te inwestycje doprowadziły do wzrostu zdolności produkcyjnych zakładu. Wrocławska gazownia mogła wyprodukować nawet 300 tys. m³ gazu na dobę.

Wszystkie lokomotywy obsługiwały zamiennie trzy bloki. Dwa pracowały przy bateriach pionowokomorowych, jeden przy skośnokomorowej, dwa pozostawały w rezerwie.

Parametry techniczne wszystkich lokomotyw były podobne. Zbiorniki o nadciśnieniu pary 10 atm wystarczały latem na 3–4 szarże (kurs spod baterii pod wieżę gaśniczą, następnie do zsypu i z powrotem), zimą, przy mniejszym ciśnieniu pary i większych stratach ciepła – na dwie szarże.

Punkty zasilania w parę przegrzaną z kotłowni technologicznej, służącej do celów grzewczych oraz do produkcji pary używanej do wytwarzania gazu generatorowego, były zlokalizowane przy wieżach gaśniczych. Każdy punkt był wyposażony w elastyczną rurę parową z zaworem odcinającym oraz odcinek rury z kołnierzem, umocowany na przegubie kulistym, zwany przez pracowników „parnikiem”. Całość była zawieszona w sposób umożliwiający opuszczanie i podnoszenie „parnika”. Obsługę parowozu stanowił maszynista i pomocnik. Po podjechaniu pod punkt zasilania w parę pomocnik opuszczał „parnik”, a maszynista łączył kołnierzem przegubowej rury z kołnierzem zaworu zbiornika

lokomotywy. Następnie pomocnik odkręcał główny zawór parowy i dopiero wtedy maszynista mógł odkręcić zawór na lokomotywie. Zależnie od ciśnienia pary ładowanie zbiornika trwało 5–10 minut. Po uzupełnieniu pary obsługa parowozu demontowała połączenie, wykonując czynności w odwrotnej kolejności.

Do zadań pomocnika należała ponadto bieżąca konserwacja lokomotywy. Maszynista kierował pojazdem ustawionym podczas jazdy z ładunkiem budką do przodu, toteż znajdował się po lewej stronie w kierunku jazdy. Z kołami parowozów były sprzężone mechanicznie dzwonki sygnałowe, wydające w czasie jazdy rytmiczne dźwięki ostrzegawcze.

Obsługę techniczną lokomotyw zapewniała mała, dwustanowiskowa parowozownia (jeden tor przelotowy wyposażony w kanał rewizyjny oraz jeden tor ślepy) z podręcznym warsztatem, w którym wykonywano przeglądy bieżące i naprawy rewizyjne. Naprawy główne po wojnie wykonywano początkowo w ZNTK w Nowym Sączu, a od lat 60. ub.w. we Wrocławiu (dane fragmentaryczne).

Piecownię pionowokomorową zlikwidowano w 1974 roku i złomowano wówczas dwa z pięciu pozostałych po wojnie parowozów (*Hanomag* i *Schartzkopff*) oraz związane z tą baterią wagony. Piecownia skośnokomorowa pracowała jeszcze do 30 sierpnia 1990 roku, kiedy została ostatecznie wygaszona w wyniku rezygnacji z uciążliwego dla środowiska procesu technologicznego. Również utrzymanie baterii, wymagających co kilka lat przebudowy zużytych pieców, było stosunkowo drogie. Po zakończeniu produkcji gaz miejski produkowany we wrocławskiej gazowni zastąpiono gazem koksowniczym pochodzącym ze Zdzieszowic i Wałbrzycha. W latach 90. ub.w. gaz ten stopniowo zastępowano gazem ziemnym, nietoksycznym i znacznie wydajniejszym źródłem energii. Dziś całe miasto zasilane jest gazem ziemnym wysokometanowym. Wszystkie urządzenia zostały rozebrane, ocalały jedynie wszystkie trzy parowozy: maszyna nr 6 (BMAG 10253/33) pozostała na terenie gazowni jako pomnik techniki, nr 4 (*Hartmann* 4688/27) wzbogaciła zbiory Muzeum Kolei Wąskotorowych w Sochaczewie, nr 3 (*Hartmann* 4676/27) trafiła do muzeum gazownictwa w Paczkowie.

Na zakończenie warto wspomnieć, że gazownia na Tarnogaju posiadała również inne systemy transportu szynowego: do załadunku koksu z podziemnego bunkra do wieży sortowni służył tzw. skiper z dwoma wagonikami poruszającymi się po pochylni ruchem wahadłowym w systemie kolejki linowo-terenowej, natomiast wywóz żużla z kotłowni technologicznej odbywał się ręcznymi kolebami po torze 600 mm. A na normalnotorowej bocznicy, wyposażonej w czasach świetności zakładu w dwie wywrotnice wagonowe, pracowały również parowozy bezpaleniskowe – ostatnio typu 1U.

Michał Jerczyński

Autor jest dziennikarzem pisma „Świat Kolei”, które opublikowało pierwszą wersję powyższego tekstu.

Kokpity menedżerskie „odpalone”

Elżbieta Cicha, Oddział w Zabrze

W lipcu br. w zabrzańskim oddziale Polskiej Spółki Gazownictwa uruchomiono pierwsze kokpity menedżerskie – nowoczesne narzędzie wspierające system informacji dla kadry zarządczej.

Ideą utworzenia kokpitów zarządczych było umożliwienie kadrze kierowniczej dostępu do interaktywnych kokpitów menedżerskich i wszelkiego rodzaju potrzebnych raportów. Kokpit to zestaw aplikacji umieszczonych na wewnętrznym portalu intranetowym o charakterze informacyjnym, wspierających proces podejmowania decyzji zarządczych, pozwalających nie tylko na bierny dostęp do udostępnionych danych w celu analizy, ale też na czynne wykonywanie takich działań, jak planowanie strategiczne, planowanie zarządcze czy przeprowadzanie symulacji. Poprzez umieszczenie w kokpitach połączeń z innymi aplikacjami znajdującymi się na portalu intranetowym możliwe jest wykorzystanie czynnych funkcji z innych stron wewnętrznych oddziału (np. dostęp do poczty elektronicznej).

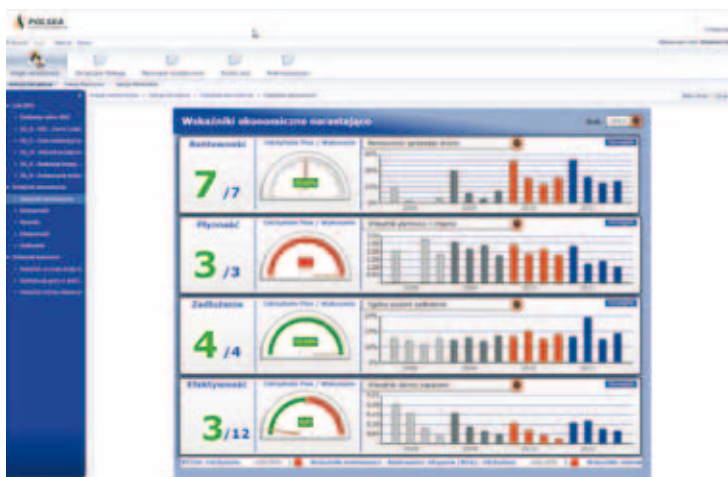
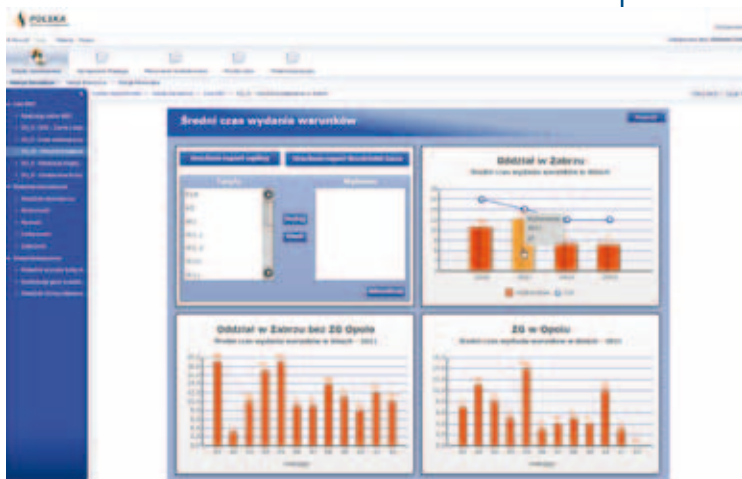
Udostępniane kokpity i raporty można podzielić na dwie kategorie:

- **kokpit bierny**, pozwalający na wizualizację danych zarejestrowanych w hurtowni danych lub w innym systemie,
- **kokpit czynny**, czyli dynamiczny, udostępniający narzędzia pozwalające użytkownikowi na modyfikację pewnych parametrów zmiennych dotyczących pokazywanych wskaźników. Zmiany tych parametrów zostają zapisane w systemie.

Kokpity bierne znajdują zastosowanie przy raportowaniu głównie różnego rodzaju wskaźników.

Kokpity są automatycznie zasilane przez zintegrowane ze sobą dane z różnych źródeł za pomocą hurtowni danych.

Przedstawione obok kokpity są zbudowane za pomocą narzędzia WEBI (Web Intelligence – część Platformy Business Objects, narzędzie do tworzenia kokpitów na opartych na stronach internetowych). Narzędzie to daje wiele możliwości precyzyjnego for-



Dane na rysunkach pochodzą ze środowiska testowego.

matowania analiz i pozwala na tworzenie prostych kokpitów, jednak nie jest ono pozbawione wad. Jedną z nich jest niższa wydajność oraz mniejsza swoboda drążenia i nawigacji danych niż w raportach budowanych bezpośrednio na BW (Business Warehouse – hurtownia danych).

Obecnie 62 użytkowników w zabrzańskim oddziale PSG korzysta z informacji zamodelowanych w postaci kokpitów i raportów. Ten system komunikowania istotnych danych cieszy się rosnącym zainteresowaniem, co wyraża się m.in. liczbą nowych zgłoszeń do realizacji.

Porozumienie pomiędzy GAZ–SYSTEM S.A. a Lasami Państwowymi

Joanna Milczarek

9 września 2013 roku w Warszawie odbyło się uroczyste podpisanie porozumienia pomiędzy Operatorem Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. a Państwowym Gospodarstwem Leśnym Lasy Państwowe w sprawie zasad zawierania umów ustanawiających służebności przesyłu.

W uroczystości udział wzięli: Jan Szramka, zastępca dyrektora generalnego ds. gospodarki leśnej, oraz podpisujący porozumienie dyrektorzy regionalnych dyrekcji Lasów Państwowych, a także członkowie zarządu i przedstawiciele GAZ–SYSTEM S.A.

Porozumienie określa zasady zawierania umów ustanawiających służebności przesyłu na terenach zarządzanych przez Lasy Państwowe i wprowadza do stosowania przez wszystkie nadleśnictwa w Polsce jednolity wzór umowy ustanawiającej służebność przesyłu.

W porozumieniu szczegółowo określono zarówno warunki eksploatacji istniejących, jak i nowo budowanych gazociągów zlokalizowanych na gruntach zarządzanych przez Lasy Państwowe, w tym także warunki dojazdu do tych gazociągów drogami leśnymi i sposób gospodarowania usuwanymi drzewami i krzewami. Ustalono, że na czas budowy gazociągów wymagających wyłączenia gruntów leśnych z produkcji leśnej strony porozumienia będą zawierały umowy dzierżawy,



natomiast po zakończeniu budowy umowy dzierżawy zostaną zastąpione umowami służebności przesyłu.

– Porozumienie, które podpisaaliśmy z Lasami Państwowymi, porządkuje zakres i sposób korzystania przez GAZ–SYSTEM S.A. z gruntów leśnych. Ma to dla nas duże znaczenie zarówno przy prowadzeniu prac eksploatacyjnych na gazociągach zlokalizowanych w państwowych lasach, jak i przy realizacji nowych inwestycji, w tym przede wszystkim budowie gazociągów przebiegających przez tereny leśne – powiedział uczestniczący w uroczystości podpisania porozumienia Wojciech Kowalski, członek zarządu GAZ–SYSTEM S.A.

Uregulowania w tym zakresie znacząco usprawnią realizację inwestycji związanych z rozbudową sieci przesyłowej gazu, które mają kluczowe znaczenie dla polskiej gospodarki. Obecnie długość gazociągów przebiegających przez tereny leśne zarządzane przez Lasy Państwowe wynosi prawie 1000 kilometrów, co stanowi ponad 10% polskiej sieci przesyłowej.

Uczestniczący w uroczystości dyrektorzy regionalnych dyrekcji Lasów Państwowych podkreślali, że poro-





Adam Nowakowski, dyrektor Pionu Eksploatacji, GAZ–SYSTEM S.A.
Ryszard Budek, kierownik Działu Majątku, Pion Eksploatacji, GAZ–SYSTEM S.A.

Jak wyglądały negocjacje stron przed podpisaniem porozumienia?

Negocjacje trwały ponad cztery lata i nie były łatwe. Trzeba pamiętać, że każda strona ma odmienne, a mówiąc bardziej obrazowo, miejscami nawet przeciwne zadania statutowe i ustawowe. GAZ–SYSTEM S.A. ma bowiem obowiązek ciągłego, bezpiecznego i niezakłóconego dostarczania paliwa gazowego, a także rozwoju systemu przesyłowego. Lasy Państwowe zaś, ze wszystkimi ich jednostkami organizacyjnymi, muszą troszczyć się o polską przyrodę występującą w lasach będących własnością państwa polskiego. Tę ważną rolę Lasów Państwowych najdobitniej chyba podkreśla fakt, iż jest to jedna z nielicznych polskich instytucji powołanych do życia ustawą (ustawa o lasach z 28 września 1991 r.), która ustala kompetencje na poszczególnych szczeblach zarządzania.

Dlaczego porozumienie ma tak duże znaczenie dla spółki?

GAZ–SYSTEM S.A. i niektóre nadleśnictwa łączą dotychczas różnego rodzaju umowy. Najczęściej są to umowy dzierżawy i umowy najmu. Cechuje je dość duża różnorodność zarówno pod względem praw-

nym, jak i ekonomicznym. Czynniki te w istotnym zakresie stanowią o bezpieczeństwie naszego systemu przesyłowego. Wprowadzona w sierpniu 2008 roku do polskiego porządku prawnego instytucja służebności przesyłu w najwyższym stopniu zapewnia takie bezpieczeństwo. Jest ujawniana w księdze wieczystej prowadzonej dla danej nieruchomości, a jej zakres jest kwestią uzgodnienia pomiędzy stronami. Implementacja służebności przesyłu do ustawy o lasach (art. 39a), wprowadzona w życie 3 marca 2011 roku, jednoznacznie ukierunkowała rozmowy stron. Porozumienie stanowi m.in., że wszystkie dotychczasowe umowy zostaną zastąpione umowami służebności przesyłu, a jej wzór jest załącznikiem do porozumienia. Służebność przesyłu będzie ustanawiana, oczywiście, na zasadzie odpłatności, a przy jej okazji zostaną uregulowane wszystkie kwestie związane z bezumownym korzystaniem przez naszą spółkę z terenów leśnych. Podobnie rzecz ma się z nieruchomościami zarządzanymi przez Lasy Państwowe, dla których nasz partner nie zdążył jeszcze założyć ksiąg wieczystych. Strony porozumienia umówiły się też co do budowy, poza specustawą gazową, nowych gazociągów na terenach zarządzanych przez nadleśnictwa. Stwierdziły m.in., że na czas budowy będą zawierały umowy dzierżawy, a po jej zakończeniu umowy służebności przesyłu.

Jakie działania podjęte będą po podpisaniu porozumienia?

Po podpisaniu porozumienia strony niezwłocznie przystąpią do wspólnej inwentaryzacji naszych gazociągów na terenach leśnych, w tym do naniesienia ich tras na właściwe mapy. Potem czekają nas akty notarialne z umowami służebności przesyłu, do których trzeba będzie zebrać odpowiednią dokumentację. Notariusze wymagają bowiem stosownych załączników, takich jak odpisy z ksiąg wieczystych, wypisy i wyrysy z ewidencji gruntów, prowadzonych przez starostwa, stosowne oświadczenia dyrektorów regionalnych Lasów Państwowych o wyrażeniu zgody na ustanowienie służebności przesyłu. Czynności te będą prowadzone przez nasze oddziały i nadleśnictwa Lasów Państwowych.

mienie jest wynikiem długich negocjacji pomiędzy stronami, a podpisany dokument stanowi zadowalający obie strony kompromis i zabezpiecza interesy zarówno Lasów Państwowych, jak i GAZ–SYSTEM S.A.

Zawarcie porozumienia stało się możliwe po wprowadzeniu w życie, w marcu 2011 roku, do ustawy o lasach artykułu 39a regulującego obciążanie gruntów zarządzanych przez Lasy Państwowe służebnością przesyłu.



Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A.

ul. Mszczonowska 4, 02-337 Warszawa
tel. (+48) 22 220 18 00
faks (+48) 22 220 16 06
www.gaz-system.pl

Tłokowanie gazociągów.

Standaryzacja

Maciej Hirsz

Zgodnie z obowiązującymi przepisami w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz.U.01.97.1055), wszystkie gazociągi od średnicy nominalnej DN 200 powinny być przystosowane do tłokowania, natomiast szczegółowe uregulowania dotyczące tłokowania w zakresie m.in. wymogów dla gazociągów, budowy śluz itp. pochodzą z drugiej połowy lat 70. ubiegłego wieku i nie uwzględniają aktualnych uwarunkowań.

W związku z tym w zakresie tłokowania gazociągów istnieje potrzeba wprowadzenia ujednoczonych, nowych standardów, odpowiadających aktualnym wymogom w obrębie eksploatacji sieci gazowej, przy dodatkowym uwzględnieniu wymagań ochrony środowiska.

UWARUNKOWANIA PRAWNE I FORMALNE DOTYCZĄCE TŁOKOWANIA GAZOCIĄGÓW

Tłokowanie gazociągów w eksploatacji krajowych sieci przesyłowych było realizowane na budowanych gazociągach praktycznie już od 1976 r., kiedy to weszły w życie normy branżowe BN-74/8976-66÷68 „Gazociągi przystosowane do czyszczenia od wewnątrz tłokami czyszczącymi. Śluzy. Wymagania i badania. Tłoki czyszczące”. Normy te określały m.in. zasady budowy gazociągów, budowy układów śluz, wymagania dla tłoków czyszczących itp. Uregulowania te, jako normy branżowe, od czasu wydania (obowiązowania) powinny być stosowane w przemyśle gazowniczym. Jednak w tym czasie nie było jednoznacznej wykładni dotyczącej obligatoryjności stosowania norm branżowych, dlatego wiele gazociągów przesyłowych budowanych w drugiej połowie lat 70. ub.w. i czasami w latach następnych nie było przystosowywanych do tłokowania.

Dopiero jednoznaczne, obligatoryjne na terenie RP zapisy w rozporządzeniu ministra przemysłu z 14 listopada 1995 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe, określiły konieczność przystosowania budowanych bądź remontowanych gazociągów do tłokowania.

Podobne uregulowania dotyczące wymogów dla sieci gazowej zostały zapisane w aktualnie obowiązującym rozporządzeniu ministra gospodarki z 11 września 2001 r. (Dz.U.01.97.1055).

Ponadto, należy dodać, że w Ministerstwie Gospodarki w końcowym opiniowaniu znajduje się nowelizacja rozporządzenia

w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe. W dokumencie tym zapisano (§ 37.2 i § 37.3), że gazociągi o maks. ciśnieniu MOP powyżej 1,6 MPa i długości większej niż 36 km powinny być przystosowane do czyszczenia i inspekcji wewnętrznej tłokami oraz że dla większych gazociągów (od DN 400) gazociągi należy budować wraz z armaturą niezbędną do przyłączania śluz nadawczych i odbiorczych tłoków.

Zapisy te nie są całkiem jasne i powinny być dopracowane, gdyż w każdym przypadku zabudowa armatury umożliwiającej tłokowanie gazociągów jest koniecznością, natomiast można wybierać rozwiązania dotyczące zabudowy samej śluzy, tj. czy zabudowa ma być na stałe czy na czas tłokowania operator gazociągu będzie przywoził i montował śluzę przevozną (tymczasową). Dla małych wielkości gazociągów i – co za tym idzie – małych wielkości śluz operacja ta jest bezproblemowa, natomiast dla gazociągów (śluz) o większych średnicach ich transport i montaż są już bardziej kłopotliwe, wymagają czasu i sporych nakładów koniecznych do „uzbrojenia gazociągu”, tak aby można było przeprowadzić tłokowanie.

CEL TŁOKOWANIA

Do niedawna przystosowanie gazociągu do tłokowania łączyło się praktycznie wyłącznie z funkcją oczyszczania wnętrza gazociągu. Obecnie oprócz funkcji czyszczenia najważniejszym zadaniem realizowanym za pomocą tłoków pomiarowych (inteligentnych) jest badanie stanu technicznego gazociągu. Dziedzina ta jest stosunkowo młoda i stale podlega szybkiemu rozwojowi i doskonaleniu w zakresie skutecznego wykrywania niezgodności (wad) przewodów gazowych i ich szczegółowych lokalizacji. W związku z koniecznością ciągłego podnoszenia bezpieczeństwa eksploatacji sieci gazowej należy przyjąć, że w przyszłości do dalszej eksploatacji będą mogły być dopuszczone jedynie te gazociągi, dla których można ze stosunkowo dużą precyzją określić ich stan techniczny. Taką informację można będzie uzyskać tylko poprzez inspekcję wewnętrzną gazociągów tłokami pomiarowymi. Wymusi to konieczność budowy wszystkich nowych gazociągów (niezależnie od ich długości) z możliwością tłokowania, a także przystosowania „starych” gazociągów do tłokowania, lub – jeżeli ich stan techniczny wzbudzi wątpliwości – będzie zachodziła konieczność budowy nowych gazociągów i likwidacja „starych”.

BUDOWA I WYPOSAŻENIE GAZOCIĄGÓW PRZYSTOSOWANYCH DO TŁOKOWANIA

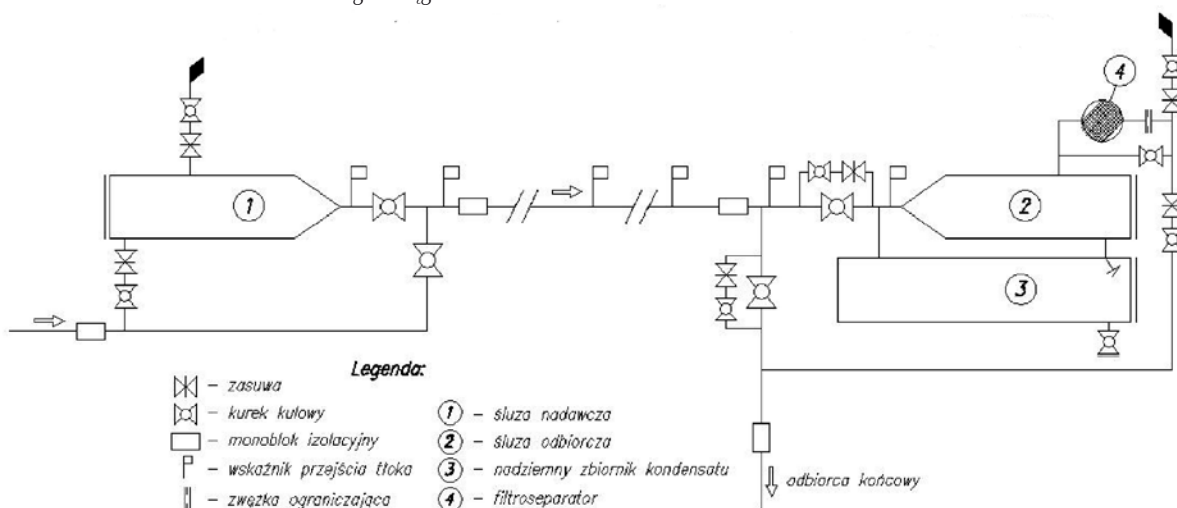
Zgodnie z aktualnymi przepisami dotyczącymi sieci gazowych, wszystkie gazociągi od średnicy nominalnej DN 200 powinny być przystosowane do tzw. tłokowania. Jak już powiedziano, jest to wymóg obligatoryjny, zapisany w rozporządzeniu ministra gospodarki z 2001 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe.

Dlatego każdy nowy gazociąg powinien być wyposażony w osprzęt umożliwiający przeprowadzenie takich operacji. Mowa tu, oczywiście, o konieczności zabudowy na gazociągu śluz nadawczych i odbiorczych, a także wskaźników przejścia tłoka, na trasie danego odcinka gazociągu.

W związku z rozbudową sieci gazowej i powstawaniu wielu nowych punktów wejściowych (wyjściowych) do krajowej sieci przesyłowej, coraz więcej, a praktycznie w niedługim czasie większość gazociągów będzie musiała być przystosowana do ruchu rewersyjnego (praca dwukierunkowa), co determinuje konieczność opracowania nowego standardu, tj. instalacji śluz nadawczo-odbiorczej oraz zabudowy na gazociągach dwukierunkowych wskaźników przejścia tłoka.

Układ (schemat) zabudowy śluz na gazociągu jednokierunkowym pokazano na rys. 1.

Rys. 1. Zabudowa śluz i wskaźników na trasie gazociągu



W zakresie przepisów dotyczących przystosowania gazociągów do tłokowania według projektu nowego rozporządzenia, przystosowanie gazociągu do tłokowania nie jest obligatoryjne, jeżeli gazociąg ma długość poniżej 36 km. Wydaje się, że zapis ten jest błędny, zwłaszcza w przypadku I klasy lokalizacji gazociągu. Obecnie wykorzystywane technologie wykonywania gazociągów oraz stosowanie nowoczesnych metod izolacji i instalacji ochrony antykorozyjnej gazociągów powodują, że teraz budowane gazociągi będą eksploatowane również w XXII w. Dlatego trudno sobie wyobrazić, aby w strefach, w których ich potencjalna awaria może doprowadzić do katastrofy budowlanej na dużą, a czasami wielką skalę, po wielu latach użytkowania gazociągi były dopuszczane do dalszej eksploatacji bez znajomości ich stanu technicznego, który to stan w sposób zadowalający możemy określić tylko przez ba-

danie wewnętrzne przewodu gazowego. Podczas projektowania i budowy gazociągów jako oczywisty wymóg należy przyjąć, że gazociągi przystosowane do tłokowania nie mogą zawierać żadnych wewnętrznych elementów, które wchodziłyby w „światło” przekroju poprzecznego przewodu gazowego. Wymogi dotyczące parametrów geometrycznych rur i elementów kształtowych montowanych na gazociągach powinny być na takim poziomie, aby umożliwić równomierny przesuw tłoków.

Jednorodność przekroju poprzecznego przewodu gazowego na całej długości gazociągu jest bardzo ważna, zwłaszcza przy badaniu gazociągu tłokami pomiarowymi (inteligentnymi). Podczas przeprowadzania takiego badania, w którym siłą napędową tłoka uzyskuje się za pomocą sprężonego gazu (paliwo gazowe lub powietrze), aby wyniki pomiarów były wiarygodne powinna być zapewniona stała szybkość przesuwu tłoka, która zwykle wynosi od 1–2 m/s. W sytuacji, gdy przekrój poprzeczny przewodu gazowego nie jest jednorodny, to w przypadku napotkania większego oporu (np. przy zmniejszonej średnicy) tłok zwalnia, natomiast w przypadku odwrotnym, gdy opory przejścia tłoka zmniejszają się, tłok przyspiesza, co niekorzystnie wpływa na jakość przeprowadzanych pomiarów. Tą niedogodność można usunąć poprzez stosowanie do napędu tłoka medium ciekłego (woda), które jako nieściśliwe, przy równomiernym podawaniu do gazo-

ciągu zapewnia stałą prędkość przesuwu tłoka. Takie badanie wymaga jednak wyłączenia gazociągu z ruchu, uzyskania możliwości poboru i zrzutu zanieczyszczonej (po tłokowaniu) wody, a czynność ta dodatkowo wymaga uzyskania decyzji administracyjnej (pozwolenia wodno-prawnego). W przypadkach, gdy tłokowanie dotyczy gazociągów o większych średnicach, ilość wody konieczna do takiej operacji to kilka, a nawet kilkanaście tysięcy m³, co sprawia, że jest to metoda bardzo droga i kłopotliwa w realizacji, gdyż dodatkowo jeszcze wymaga osuszenia gazociągu przed jego uruchomieniem, a zatem powinna być stosowana tylko w sporadycznych przypadkach. Podstawową metodą, którą powinno się stosować, jest transport tłoka wewnątrz gazociągu za pomocą ciśnienia paliwa gazowego. Jest to najmniej „inwazyjna”, a zatem najmniej kosztowna metoda, a mimo to nawet w takim przypadku

najczęściej dochodzi do zakłóceń w przesyłce paliwa gazowego. Takie badania można przeprowadzać, bez dodatkowego specjalnego przygotowania, na ruchu sieci przesyłowej. Ruch ten jednak zwykle w czasie tłokowania musi być ograniczony. Wiąże się to z tym, że prędkość przesuwu tłoka jest zwykle kilka razy mniejsza niż prędkość przepływu gazu w czasie eksploatacji gazociągu i w czasie badania gazociąg musi pracować z mniejszą przepustowością w stosunku do wartości maksymalnych. Czas trwania badania przy przepuszczaniu tłoka od śluz nadawczej do śluz odbiorczej powoduje, że ograniczona praca gazociągu przesyłowego może trwać nawet kilkanaście godzin, a w niektórych przypadkach znacznie dłużej. W związku z tym tłokowanie może być realizowane tylko w okresach, gdy dla zaspokojenia potrzeb odbiorców jest wystarczająca, np. 20–30-procentowa przepustowość gazociągu.

Dodatkowym elementem, który należy brać pod uwagę, jest pewna niestabilność pracy sieci gazowej w przypadku przełączania rurociągów zasilających na układzie technologicznym śluz odbiorczej, przy wprowadzaniu tłoka do końcowego odcinka, na którym zamontowana jest komora odbiorcza. Sprawność (szybkość) prowadzenia tej operacji nie ma istotnego znaczenia, gdy gaz jest transportowany dalej siecią przesyłową o dużej pojemności. W przypadku jednak zasilania odbiorcy końcowego proces przełączania układów śluz odbiorczej powinien być maksymalnie skrócony, aby nie dopuszczać do spadku ciśnienia po stronie wylotowej, który uniemożliwiłby prawidłową pracę układów technologicznych zasilających odbiorcę gazu. W takim przypadku pożądana byłaby automatyzacja sterowania układem odbiorowym śluz.

Tłokowanie gazociągów umożliwia jego czyszczenie zwłaszcza z zanieczyszczeń frakcji ciekłych, czyli spełnia rolę, którą na gazociągach pełniły dawniej tzw. odwadniacze. Gazociągi przystosowane do tłokowania nie wymagają (na ogół) zabudowy odwadniaczy. Nie jest to wymóg formalny, i nadal należy zostawić to do indywidualnej oceny właściciela (operatora) sieci gazowej.

WYMOGI OCHRONY ŚRODOWISKA

Jak pokazała praktyka, zachowanie wymogów ochrony środowiska w czasie tłokowania jest bardzo istotne, gdyż istniały przypadki dużego skażenia (zanieczyszczenia) otoczenia w czasie prowadzenia tłokowania gazociągu, w którym znajdowały się frakcje ciekłe. Było to związane zarówno z niewłaściwą konstrukcją układów odbierających, jak i błędami obsługi, w sytuacjach, gdy zachodziła konieczność usuwania z gazociągu dużych ilości zanieczyszczeń.

Obecnie wykonywane układy śluz nie zabezpieczają w sposób należyty bezpiecznej eksploatacji, zwłaszcza gdy trzeba odbierać duże ilości kondensatu. Należy zwrócić uwagę, że w przypadku, gdy w grę wchodzi oczyszczanie gazociągu, np. DN 700, a odległość pomiędzy śluzami wynosi 50 km, to przy założeniu, że tłok czyszczący zbiera z wewnętrznej powierzchni gazociągu warstwę zanieczyszczeń i kondensatu grubości 0,5 mm, całkowita wielkość koniecznych do usunięcia zanieczyszczeń wynosi 50 m³. Praktycznie przy takiej ilości zanieczyszczeń konieczne jest wielokrotne przepuszczanie tłoka czyszczącego.

Ogólnie można powiedzieć, że jakość paliwa gazowego w sieci przesyłowej z zakresie zawartości zanieczyszczeń i frakcji ciekłych ulega ciąglemu polepszeniu, jednak uważa się, że należy stosować rozwiązania układów śluz, które w każdych warunkach zapewnią prawidłową, zgodną z wymogami ochrony środowiska, eksploatację.

Takie układy powinny zapewniać bezpośredni, szybki zrzut kondensatu do zbiorników odbiorczych, powinny być wyposażone m.in. w poziomowskazy, a także posiadać filtroseparatory służące do oczyszczania gazu zrzutowego do atmosfery. Ogólna zasada powinna być taka, że większość prac powinno się realizować w układzie hermetycznym, łącznie z końcowym transportem tłoka do komory śluz. Natomiast zrzut gazu do atmosfery powinien być realizowany wyłącznie w celu odgazowania śluz, przy wyjmowaniu tłoka oraz usuwaniu zanieczyszczeń. Taki zrzut powinien być przeprowadzany poprzez układ filtrujący.

ROZWIĄZANIA KONSTRUKCYJNE

Dotychczasowe rozwiązania układów śluz przedstawione w normie BN-74/8976-66 „Gazociągi przystosowane do czyszczenia od wewnątrz tłokami czyszczącymi. Śluz”, nie odpowiadają współczesnym wymogom dotyczącym m.in. sprawnego i bezpiecznego odbioru kondensatu w sposób niezagrażający środowisku, a także nie umożliwiają wprowadzania do gazociągów tłoków pomiarowych (inteligentnych) o stosunkowo dużej długości względnej, zwłaszcza dla gazociągów o mniejszych średnicach. Armatura zaporowa, jaka powinna być stosowana na obecnie wykonywanych układach technologicznych śluz, to, oczywiście, kurki kulowe oraz, dodatkowo, jako armatura regulacyjna zasuw lub zawory regulacyjne.

Z uwagi na skład frakcyjny zanieczyszczeń usuwanych przez śluz (woda, skondensowane węglowodory, oleje, pyły, produkty korozji orurowania), który dla każdego gazociągu może być inny, a także dla tego samego gazociągu może być różny w zależności od zmian źródeł zasilania lub pory roku (temperatura gazu), czyszczenie gazociągu powoduje konieczność przyjmowania przez układy odbiorcze kondensatu, który najczęściej (dla gazu mokrego) ma postać szlamu, w którym zanieczyszczenia stałe stanowią dużą część. Odbiór takiego kondensatu (szlamu) w pewnych sytuacjach może sprawiać trudności. Zrzut szlamu do obecnie stosowanych podziemnych zbiorników nie jest jednak dobrym rozwiązaniem, gdyż w takich zbiornikach stałe cząstki ulegają sedymentacji i osiadają na dno zbiornika, co powoduje problemy z usuwaniem ich z wnętrza zbiorników przez syfonowanie, czego następstwem jest stopniowe „zarastanie” zbiorników i utrata pojemności czynnej.

Dotychczasowe układy śluz nie umożliwiały sprawnego odbioru dużej ilości kondensatu, a także nie umożliwiały zachowania wymogów ochrony środowiska, co niekiedy prowadziło do skażenia terenu przyległego. W celu uniemożliwienia przedostawania się cząstek stałych do podziemnych zbiorników średnice przewodów odprowadzających były stosunkowo niedużej wielkości, dodatkowo często na ich wylotach ze śluz montowano siatki, które wyłapywały większe zanieczysz-

czenia stałe, a dodatkowo spowalniały zrzut kondensatu do podziemnego zbiornika.

Takie rozwiązania jednak praktycznie uniemożliwiają sprawny odbiór kondensatu, co zwłaszcza przy dużych jego ilościach jest sprawą podstawową, jeżeli w grę wchodzi funkcjonalność układu i sprostanie wymogom ochrony środowiska.

Propozycję rozwiązania umożliwiającego spełnienie ww. wymogów przedstawiono na rys. 2., na którym pokazano śluzę nadawczo-odbiorczą zintegrowaną z nadziemnym zbiornikiem kondensatu, który umożliwia kontrolę gromadzenia i usuwania zanieczyszczeń.

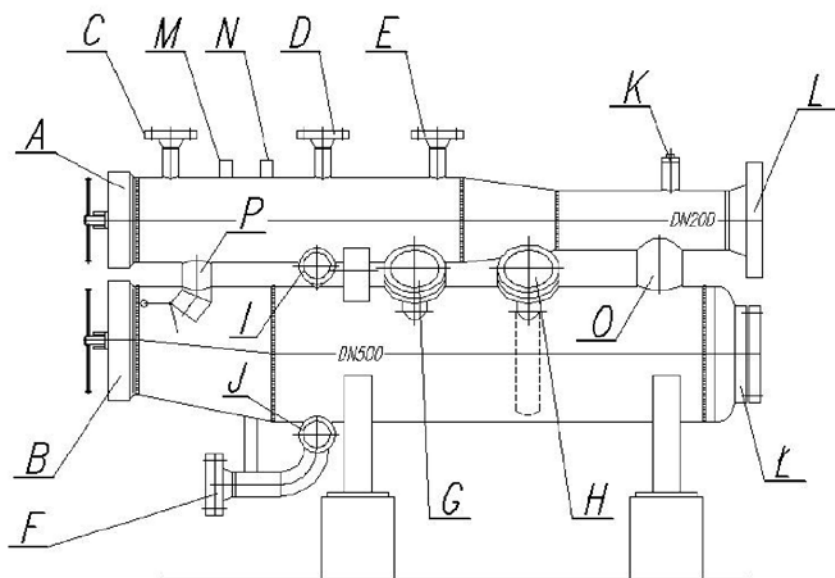
Główny zrzut kondensatu (o dużej średnicy) następuje przed komorą śluzy. Natomiast w komorze śluzy znajduje się drugi króciec zrzutowy, na którym zamontowano klapę zwrotną, która zabezpiecza przed przepływem gazu poprzez zbiornik w sytuacjach, gdy tłok minął główny króciec zrzutowy,

elementem, który powinien być wprowadzony do przepisów i zaleceń, czyli do standardów IGG.

W standardzie tym powinny być uwzględnione:

- budowa i wyposażenie gazociągów przystosowanych do tłokowania,
- wymogi lokalizacji układów śluz na trasie gazociągu i zabudowy wskaźników przejścia tłoka na trasie gazociągu,
- zalecenia dotyczące czasookresu przeprowadzania badań gazociągów,
- budowa układów technologicznych śluz (nadawczych, nadawczo-odbiorczych i odbiorczych), stanowiących zarówno samodzielne jednostki, jak i pełniące dodatkową rolę ZZU, umożliwiających bezproblemowy i zgodny z warunkami ochrony środowiska proces eksploatacyjny,
- wyposażenie układu śluz w urządzenia sterujące i odpowiednie wskaźniki,

Rys. 2. Śluza nadawczo-odbiorcza dla gazociągu DN 200



A	DN300	węzicie tłoka
B	DN400	wziernik (czyszczak)
C	DN50	napedowy–tylko dla śluzy nadawczo–odbiorczej
D	DN50	przerzutowy
E	DN50	wydmuchowy
F	DN80	spust zanieczyszczeń
G	DN80	zrzut kondensatu
H	DN80	syfonowanie kondensatu
I	DN25	poziomowskaz
J	DN25	poziomowskaz
K	DN50	wskaźnik przejścia tłoka
L	DN200	wylot śluzy
Ł	DN250	wziernikowy
M	1/2"	ciśnieniowy manometryczny
N	1/2"	ciśnieniowy– azot
O	DN150	zrzut kondensatu 1
P	DN100	zrzut kondensatu 2

a nie dotarł do komory śluzy. Zbiornik kondensatu został wyposażony m.in. w króćce do montażu poziomowskazu, dwa króćce odbiorcze oraz króciec spustowy.

Zarówno komorę śluzy, jak i zbiornik kondensatu wyposażono w pokrywy szybkococujące, co w konstrukcji śluz wydawałoby się mało uzasadnione, gdyż tłokowanie przeprowadza się raz na kilka (kilkanaście) lat, a stosowane zwykle w takich konstrukcjach uszczelnienia elastyczne (gumowe) podlegają procesowi starzenia i wymagają okresowej wymiany. Jednak w procesie tłokowania sprawny „załadunek” bądź „wyladunek” tłoka oraz usuwanie zanieczyszczeń ma duże znaczenie, gdyż skraca czas operacji tłokowania, tj. pracy gazociągu w ograniczonym zakresie jego przepustowości.

PROPOZYCJE STANDARYZACJI

Wziąwszy powyższe pod uwagę, sprawa aktualizacji przepisów i rozwiązań poprzez ustanowienie standardu dotyczącego przystosowania gazociągów do tłokowania jest ważnym

- ustanowienie standardowych wielkości śluz (średnice, długości, wielkości i lokalizacje króćców), tak aby można było wykorzystywać urządzenia (tłoki) różnych producentów,
- wymogi (konstrukcyjne i serwisowe) dla wskaźników przejścia tłoka,
- warunki techniczne dla zbiorników kondensatu z określeniem ich pojemności i wyposażenia.

Wymienione powyżej zagadnienia w pewnej części są już stosowane (uregulowane) w praktycznej budowie gazowej sieci przesyłowej, jednak duża część zasygnalizowanych problemów wymaga uszczegółowienia lub nowych rozwiązań, dlatego opracowanie standardu technicznego w ww. dziedzinie jest pożądane i umożliwi stosowanie odpowiednich rozwiązań na sieci przesyłowej, umożliwiających właściwą – zgodną z wymogami ochrony środowiska – eksploatację.

Maciej Hirsz

Udział przemysłu gazowniczego w antropogenicznej emisji metanu

Ryszard Węcowski

Metan jest jednym ze składników atmosfery ziemskiej. Największym naturalnym źródłem jego emisji są obszary bagienne. Jest on także produkowany przez dzikie zwierzęta (głównie termity) oraz uwalniany do atmosfery podczas pożarów roślinności. Atmosfera ziemską zasilana jest również przez metan wydobywający się w sposób samoczynny z pokładów gazu ziemnego i hydratu metanu.

Badania przeprowadzone na rdzeniach lodowych pochodzących z odwiertów wykonanych w obszarach polarnych pozwoliły określić historyczne stężenie metanu w atmosferze nieskażonej działalnością człowieka. Wynosiło ono od 0,00004% (w okresach zlodowaceń) do 0,00007% (w okresach ocieplenia klimatu).

Rozwój cywilizacyjny ludzkości doprowadził jednak do powstania nowych źródeł metanu atmosferycznego, jakim są między innymi pola ryżowe, fermy krów, składowiska odpadów i oczyszczalnie ścieków, kopalnie węgla kamiennego oraz instalacje przemysłu gazowniczego. Przykładowe dane dotyczące antropogenicznej emisji metanu do atmosfery zawiera zamieszczona tabela.

W rezultacie działalności człowieka stężenie metanu w atmosferze ziemskiej zwiększyło się ponaddwukrotnie, osiągając poziom 0,000175%. Dane z ostatnich trzech dekad wskazują jednak, iż tempo wzrostu ilości metanu w atmosferze zwalnia. W ostatnich latach można mówić nawet o stabilizacji poziomu jego stężenia w powietrzu.

Metan atmosferyczny absorbuje ziemskie promieniowanie podczerwone, a tym samym współtworzy efekt cieplarniany. W związku z tym jest on jednym z sześciu gazów cieplarnianych poddanych kontroli w ramach Protokołu z Kioto.

Głównym gazem cieplarnianym objętym tym protokołem jest dwutlenek węgla, którego stężenie w atmosferze wynosi obecnie 0,0393%. Jest więc ono

ponad 220 razy większe niż stężenie metanu. Nie oznacza to jednak, iż wpływ tego ostatniego gazu na ocieplenie klimatu można pominąć. Metan posiada bowiem znacznie większy potencjał do generowania efektu cieplarnianego niż dwutlenek węgla. Uwolnienie do atmosfery określonej ilości metanu wpłynie w ciągu 20 lat na wzrost efektu cieplarnianego 72 razy silniej niż wyemitowanie tej samej ilości (w ujęciu wagowym) dwutlenku węgla. W okresie 100 lat wpływ metanu będzie już jednak tylko 25 razy silniejszy. Konieczność uwzględniania przedziału czasowego podczas analizy oddziaływania poszczególnych gazów cieplarnianych wynika z różnicy w ich czasie życia w atmosferze. Dla metanu wynosi on 12 lat i jest znacznie krótszy od czasu życia dwutlenku węgla. Dlatego im dłuższy okres odniesienia, tym różnica w potencjale obu gazów do zwiększania efektu cieplarnianego jest mniejsza. Analiza wzrostu efektu cieplarnianego wywołanego antropogeniczną emisją gazów cieplarnianych objętych Protokołem z Kioto wskazuje, iż metan odpowiada za 20% tego wzrostu, podczas gdy dwutlenek węgla za 72%.

Krótki czas życia metanu w atmosferze powoduje, iż może on odegrać znaczącą rolę w działaniach zmierzających do spowolnienia globalnego ocieplenia. Wszelkie ograniczenia jego emisji wpłyną bowiem na jego stężenie w atmosferze znacznie szybciej niż w przypadku gazów o dłuższym okresie życia w atmosferze.

Dane przedstawione w załączonej tabeli wskazują, iż struktura antropogenicznej emisji metanu do atmosfery różni się diametralnie w poszczególnych regionach świata. Co za tym idzie, także udział przemysłu gazowniczego w tej emisji jest bardzo zróżnicowany. W Unii Europejskiej źródłem aż połowy metanu jest rolnictwo, zaś przemysł gazowniczy odpowiada tylko za 7% emisji. W Stanach Zjednoczonych głównym źródłem emisji jest energetyka (ponad 40%), przy czym sam przemysł gazowniczy odpowiada za jedną czwartą krajowej emisji. W Rosji natomiast przemysł gazowniczy odpowiada za ponad połowę antropogenicznej emisji metanu do atmosfery. Warto także zwrócić uwagę, który element systemu gazowniczego ma największy udział w emisji metanu. W przypadku Stanów Zjednoczonych jest to wydobywanie i oczyszczanie, w przypadku Rosji – przesył, zaś w przypadku Unii Europejskiej – dystrybucja. W tym miejscu należy jednak zaznaczyć, iż dane dotyczące emisji metanu są danymi szacunkowymi, obarczone są zatem pewnym błędem. Emisję metanu trudno jest bowiem zmierzyć. W przypadku przemysłu gazowniczego nie można jej na przykład utożsamiać ze stratami bilansowymi odnotowywanymi przez przedsiębiorstwa. Część strat bowiem powstaje w wyniku kradzieży, niedokładności urządzeń pomiarowych, zmiany objętości mierzzonego gazu pod wpływem temperatury i ciśnienia atmosferycznego, a także niemożności dokonania odczytu wszystkich gazomierzy w tym samym czasie.

Fakt, iż przemysł gazowniczy jest źródłem emisji metanu do środowiska jest niezaprzeczalny. Emisja ta występuje na każdym etapie łańcucha dostaw gazu ziemnego. Nigdy nie da się bowiem do końca usunąć drobnych nieszczelności, nie można także wykluczyć powstania awarii skutkujących jednostkową emisją do atmosfery większych ilości gazu

ziemnego. Gaz ziemny bywa także używany do przedmuchiwania instalacji oraz pneumatycznego napędu urządzeń. Pewne ilości metanu uwalniane są do atmosfery także w procesie glikolowego osuszania gazu ziemnego.

Zachętą do zmniejszenia emisji metanu do atmosfery jest fakt, iż metan posiada wartość rynkową, a zatem każda redukcja emisji przez przedsiębiorstwa gazownicze powoduje zwiększenie ich przychodów. Z badań przeprowadzonych przez amerykańską Agencję Ochrony Środowiska (EPA) wynika jednak, iż w zdecydowanej większości w przypadku działań zmierzających do zmniejszenia strat gazu ziemnego koszty przewyższają przychody. Z czysto ekonomicznego punktu widzenia, w skali świata ekonomicznie opłacalna jest jedynie redukcja emisji metanu o 10%. Dotyczy to przypadków, w których ograniczenie emisji można uzyskać, stosując najtańsze rozwiązania. W przypadku konieczności zastosowania droższych rozwiązań technicznych redukcja emisji jest nieopłacalna. Przy czym zauważalne jest duże zróżnicowanie pomiędzy krajami. W Rosji ekonomicznie uzasadniona jest redukcja emisji jedynie o 4%, w Europie Wschodniej o 19%, zaś w Japonii aż o 28%. Jak widać, powszechna dostępność gazu ziemnego nie sprzyja jego oszczędzaniu, a ograniczenie w dostępie do niego wręcz przeciwnie.

Ograniczanie emisji metanu oraz informowanie opinii społecznej o krokach poczynionych w tym kierunku wydaje się jednak koniecznością ze względów marketingowych. Gaz ziemny reklamowany jest bowiem jako najbardziej ekologiczne paliwo kopalne, którego spalanie powoduje dwukrotnie mniejszą emisję dwutlenku węgla niż spalanie węgla. Efekt uboczny w postaci emisji metanu do atmosfery powoduje, iż zmieniając paliwo z węgla na gaz ziemny, nie redukujemy negatywnego oddziaływania na środowisko o 50%. W ostatnich latach podjęto wiele badań zmierzających do oszacowania całkowitego wpływu na efekt cieplarniany, jaki niesie zmiana źródła zasilania z węgla czy ropy naftowej na gaz ziemny. Uzyskane wyniki budzą jednak wiele kontrowersji, co jest zrozumiałe, biorąc pod uwagę, iż próby zmierzenia tzw. śladu węglowego dla gazu ziemnego często są częścią sporu o ekologiczną

Udział poszczególnych kategorii i podkategorii źródeł emisji w całości antropogenicznej emisji metanu w Unii Europejskiej, Stanach Zjednoczonych oraz Rosji w 2011 roku (w proc.)

	UE	USA	Rosja
Energia	19,12	42,97	74,56
A. Spalanie paliw	4,84	1,37	0,70
B. Emisja lotna z paliw	14,28	41,60	73,87
1. Paliwa stałe	5,06	11,59	9,10
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	9,22	30,01	64,76
a) ropa naftowa	0,94	5,36	3,64
b) gaz ziemny	7,43	24,65	56,88
I Poszukiwanie	0,00	*	0,00
II Wydobycie/oczyszczanie	0,43	12,43	9,88
III Przesył	1,27	7,46	20,11
IV Dystrybucja	4,88	4,75	13,03
V Pozostałe	0,85	*	13,86
c) pochodnie i zrzuty	0,71	*	4,24
d) pozostałe	0,14	*	*
Procesy przemysłowe	0,28	0,63	0,13
Rolnictwo	49,55	33,42	8,44
Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo	1,16	2,41	2,06
Odpady	29,90	20,56	14,81

* – nie dotyczy

Źródło: Obliczenia własne na podstawie bazy danych Greenhouse Gas Inventory umieszczonej na stronie internetowej Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu; <http://unfccc.int/di/DetailedByParty.do>

zasadność wydobywania gazu łupkowego. W grę wchodzi zatem wielkie pieńiądze, a niekiedy także względy natury politycznej.

Analiza danych w załączonej tabeli prowadzi także do wniosku, iż przemysł gazowniczy może uczestniczyć w redukcji emisji metanu w sposób pośredni, poprzez przyjęcie do swojej sieci gazu powstającego w innych sektorach. Potencjalnym dostawcą takiego metanu mogą być kopalnie węgla kamiennego, składowiska odpadów, oczyszczalnie ścieków czy biogazownie. Nie są to rozwiązania nowe. W Polsce problemem jest już jednak wdrożenie prostszych rozwiązań, polegających na neutralizacji metanu poprzez wykorzystanie go do produkcji energii elektrycznej lub ciepła albo – jeżeli uda się znaleźć odbiorców – równoczesnej produkcji obu tych mediów. Zastosowanie bardziej zaawansowanych rozwiązań, polegających na wtłoczeniu metanu do sieci gazowych,

pozwoliłoby na łatwiejsze znalezienie odbiorców mających możliwość wykorzystania metanu w procesie kogeneracji.

W tym miejscu warto zwrócić uwagę na międzynarodowy program *Global Methane Initiative* (wcześniej funkcjonujący pod nazwą *Methane to Markets Partnership*). Jest to program współpracy, mający na celu redukcję emisji metanu oraz zwiększanie stopnia odzyskiwania i ponownego wykorzystania metanu powstającego w źródłach antropogenicznych. W inicjatywie tej bierze udział szerokie grono podmiotów. Oprócz rządów 42 państw biorą w nim udział także instytucje finansowe, organizacje pozarządowe oraz podmioty prywatne. W program zaangażowała się także Polska. Koordynację nad działaniami podejmowanymi w ramach tego programu powierzono Ministerstwu Gospodarki.

Autor jest głównym analitykiem G.EN. GAZ ENERGIA S.A.



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

Badania pojazdu dwupaliwowego na hamowni

Ryszard Michałowski, Marcin Tkaczyk, Radosław Wróbel

Obecna tendencja ekologiczna zachęca do promowania paliw metanowych – ze względu na niską emisję związków szkodliwych z procesu spalania paliw – których głównym składnikiem jest metan.

Za zastosowaniem gazu ziemnego do zasilania silników spalinowych przemawia jego jakość, którą określa norma ISO 15403 „Natural gas – Designation of the quality of natural gas for use as compressed fuel for vehicles” (wymagania odnośnie do gazu ziemnego jako sprężonego paliwa do pojazdów) i uzupełniająca ją specyfikacja.

W ujęciu objętościowym gaz ziemny ma małą wartość opałową. Oznacza to, że w zbiorniku służącym do magazynowania gazu w pojeździe o określonej tzw. pojemności wodnej, gaz ziemny sprężony do 20 MPa zajmuje ok. 4 razy większą objętość w porównaniu z objętością benzyny silnikowej. Ze względu na masę zbiorników oznacza to istotny przyrost masy całego pojazdu. Wada ta jest mniej znacząca przy zastosowaniu zbiorników kompozytowych. W postaci skroplonej (LNG) gęstość magazynowania jest prawie trzykrotnie większa niż w postaci sprężonej, co pozwala na zwiększenie zasięgu pojazdu. Wysoka temperatura samozapłonu i duża odporność na spalanie stukowe umożliwiają zasilanie gazem ziemnym przy dużych wartościach stopnia sprężania (12–15). Ze względu na małą gęstość gaz ziemny bardzo dobrze miesza się z powietrzem i tworzy jednorodną mieszaninę gazowo-powietrzną. Dzięki temu nawet podczas rozruchu zimnego silnika i w pierwszej fazie pracy nie występuje proces wykraplania się paliwa na zimnych ściankach kolektora dolotowego (tak jak w silnikach zasilanych benzyną). Dlatego silnik zasilany gazem nie wymaga stosowania układu wzbogacania składu mieszanki podczas zimnego rozruchu, a także podczas gwałtownego przyspieszania w cza-

sie jazdy. Umożliwia to także łatwiejsze utrzymanie stechiometrycznego składu mieszanki gazowo-powietrznej w czasie pracy silnika w warunkach nieustalonych oraz równomierny rozdział mieszanki do poszczególnych cylindrów.

Zwolennicy stosowania gazu ziemnego do silników ZI jako jedną z jego głównych zalet podają możliwość bardzo dużego zmniejszenia emisji toksycznych składników w spalinach. Silniki zasilane gazem określa się jako „ekologiczne”, chociaż nie wynika to wyłącznie z samego stosowania gazu ziemnego, ale również budowy silnika, jego układu zasilania, parametrów regulacyjnych i rodzaju układu oczyszczania spalin. Gaz ziemny (metan) cechuje się największą zawartością wodoru w stosunku do węgla w cząsteczce w porównaniu z innymi paliwami. Dlatego przy

wykonaniu tej samej pracy silnik zasilany gazem ziemnym emituje o ok. 23% mniej CO₂ niż przy zasilaniu benzyną. Jest to, oczywiście, korzystne, gdyż zmniejsza się emisja dwutlenku węgla przyczyniającego się do intensyfikacji efektu cieplarnianego. Ponadto, pod wpływem promieniowania ultrafioletowego metan łatwo rozkłada się w górnych warstwach atmosfery. Uwzględniając ten fakt, traci na znaczeniu, szczególnie że w starszych wersjach instalacji zasilających w paliwo następowala emisja metanu wraz z produktami spalania.

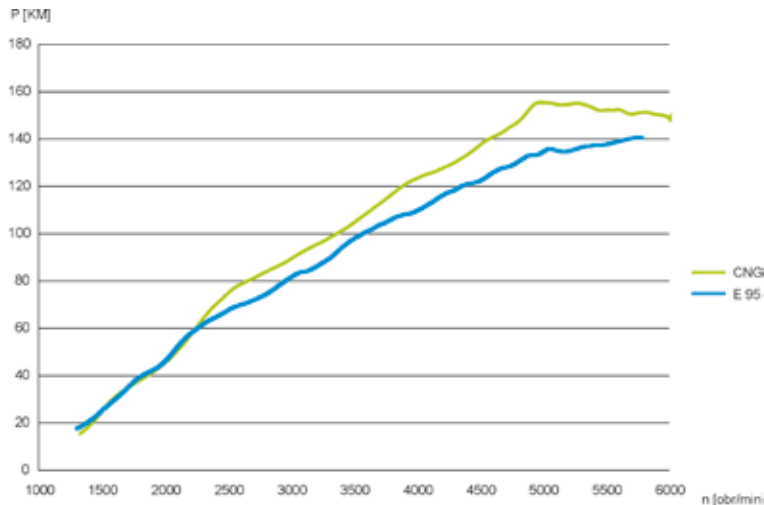
Ostatecznie za stosowaniem paliw metanowych przemawia:

- mniejsza o ok. 50% emisja węglowodorów z układu zasilania pojazdu i podczas tankowania niż w przypadku zasilania paliw tradycyjnych.
- fakt, iż w całym cyklu życiowym praktycznie nie zagraża on środowisku naturalnemu, gdyż nie wymaga skomplikowanej technologii przetwarzania, tak jak benzyny otrzymywane z przeróbki ropy naftowej.

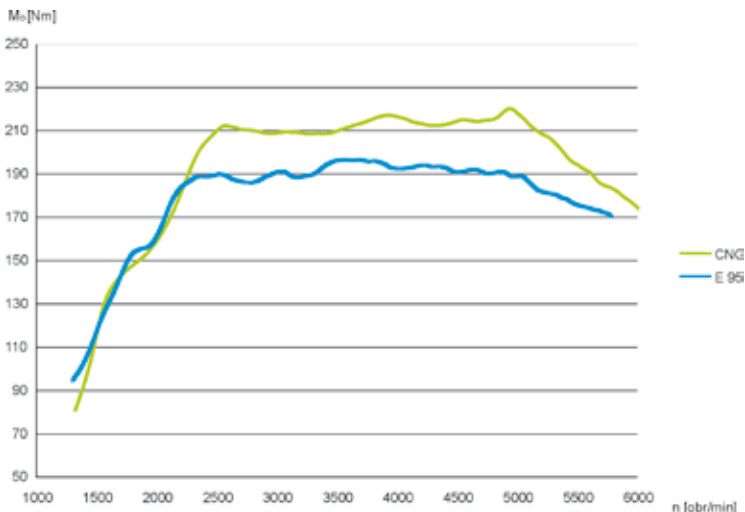


Do badań hamownianych użyto samochodu osobowego przystosowanego fabrycznie do alternatywnego zasilania benzyną i sprężonym gazem ziemnym CNG.

Rys. 1. Wykres mocy w funkcji prędkości obrotowej



Rys. 2. Wykres momentu w funkcji obrotów



Wyniki. Efektem przeprowadzonych prac badawczych było wyznaczenie charakterystyki zewnętrznej dla silnika z kompletnym układem przeniesienia napędu na koła jezdne.

Wykres charakterystyki mocy dla dwóch paliw w funkcji prędkości obrotowej (rys. 1.) odpowiada: w pierwszym przypadku silnikowi zasilanemu CNG – linia ciągła w kolorze zielonym; natomiast linia kreskowa w kolorze niebieskim odpowiada charakterystyce silnika zasilanego benzyną. Przebieg charakterystyki w początkowej części pomiaru od prędkości obrotowej 1300 obr./min do około 2210 obr./min pokrywa się i na wykresie jest zbliżony do linii prostej. W kolejnej części wykresu zauważalna jest rozbieżność, która rozpoczyna się od prędkości obrotowej 2210 i do prędkości obrotowej 3500 obr./min przyjmuje wartości średnie 7 KM, odpowiadające około 11% średniej wartości mierzonej. Powyżej prędkości obrotowej 3500 obr./min rozbieżności narastają, by przy prędkości 5000 obr./min przyjmując wartość maksymalną 21 KM, co odpowiada około 8% wartości mierzonej.

Biorąc pod uwagę charakterystykę (rys. 2) momentu obrotowego, który jest wielkością mierzoną, a moc jest jedynie wartością wyliczeniową powstałą z iloczynu momentu i prędkości obrotowej, możemy zauważyć, że przebieg charakterystyki w początkowej części pomiaru od prędkości obrotowej 1300 obr./min do około 2210 obr./min pokrywa się, lecz na wykresie nie jest zbliżony do linii prostej. W kolejnej części wykresu zauważalna jest rozbieżność pomiędzy charakterystykami, rozpoczyna się od prędkości obrotowej 2210 i do prędkości obrotowej 5000 obr./min przyjmuje wartości średnie 20 Nm, odpowiadające około 10% średniej wartości mierzonej. Powyżej prędkości obrotowej 5000 obr./min rozbieżności maleją.

OBIEKT BADAWCZY, URZĄDZENIE POMIAROWE I ZAKRES BADAŃ

Do badań hamownianych użyto samochodu osobowego przystosowanego fabrycznie do alternatywnego zasilania benzyną i sprężonym gazem ziemnym CNG.

Zakres prac obejmował pomiary charakterystyki zewnętrznej przy alternatywnym zasilaniu benzyną i gazem CNG na hamowni podwoziowej.

Hamownia podwoziowa z jednostką obliczeniową sterowaną mikroprocesorowo, do graficznej i cyfrowej prezentacji wartości pomiarowych, posiada certyfikaty TUV i CE. Hamownia MAHA LPS 3000 przeznaczona jest do pomiaru mocy w samochodach osobowych w zakresie do 520 kW (707 KM) z maksymalną

prędkością 300 km/h. Hamownia podwoziowa umożliwia pomiar mocy silników zasilanych benzyną, gazem oraz olejem napędowym. Zastosowano odpowiedni zestaw rolkowy pozwalający na pomiary pojazdów z napędem na 2 i/lub 4 koła.

WNIOSKI

Podsumowując wyniki badań, stwierdzić można rozbieżność pomiędzy charakterystykami dla poszczególnych paliw. W przypadku pojazdu poddanego badaniom różnice pomiędzy poszczególnymi paliwami osiągały wartość 10% mocy, co dla tego typu pojazdów (auta osobowe) jest już wartością zauważalną przez kierującego pojazdem i wpływa na komfort kierowania. Zaskakujące wyniki większych wartości charakterystyk mocy i momentu

dla paliwa CNG uzmysławiają, iż obecnie fabrycznie produkowane silniki spalinowe dysponują już narzędziami (jak turbodoładowanie, jednostki sterujące ECU), umożliwiającymi korzystniejsze dla paliwa gazowego kształtowanie mapy pracy silnika, a w następstwie uzyskanie charakterystyk o lepszych parametrach w stosunku do charakterystyk silnika zasilanego benzyną. Reasumując, istotny staje się wniosek, by wprowadzać do użytku i eksploatować silniki CNG zaprojektowane dla tego paliwa, w których stosowane jest sterowanie elektroniczne poprzez ECU.

Ryszard Michałowski, dyrektor Biura Handlowego – Region Wałbrzyski PGNiG SA, Dolnośląski Oddział Handlowy we Wrocławiu. Marcin Tkaczyk i Radosław Wróbel są pracownikami w Instytucie Konstrukcji i Eksploatacji Maszyn Wydziału Mechanicznego Politechniki Wrocławskiej.

Człowiek – instytucja

Adam Cymer

Jest wielu wybitnych przedstawicieli polskiej nauki godnych katedr w najlepszych uczelniach. Jest wielu przedstawicieli polskiego przemysłu znakomicie przygotowanych do piastowania najwyższych funkcji w najlepszych korporacjach. A jednak dość trudno byłoby znaleźć drugą osobę – obok Waldemara Kamrata – która posiada kwalifikacje, aby pełnić rolę lidera i w nauce, i w przemyśle.



W 1960 roku opublikowany został pierwszy tom (z czterech) unikalnej pracy Aleksandra Bocheńskiego pt. „Wędrówki po dziejach przemysłu polskiego”. Wstęp do tej pracy rozpoczyna zdanie: „Praca wykonana przez prąd elektryczny w ilości jednej kilowatogodziny równa się pracy dwóch roboczo-dni człowieka – czyli pracy dwóch ludzi przez osiem godzin. To pierwsze zdanie tej książki jest też w niej najważniejsze, bo zawiera klucz konieczny do zrozumienia całej reszty. Od ilości owych roboczo-dni, przepracowanych przez maszyny za człowieka, zależy bogactwo narodu, człowieka i całej ludzkości”.

Zapewne Waldemar Kamrat nie znał tej publikacji, ale już od dziecka uznawał, że energetyka będzie jego pasją i zawodem. Przez całe lata nauki w szkole podstawowej i średniej był prymusem, ale nie „kujonem”, celując szczególnie w matematyce i fizyce. Co do kierunku dalszej edukacji, wybór był prosty – Wydział Elektryczny Politechniki Gdańskiej. Jako najlepszy w szkole średniej – takie były wówczas przywileje dla prymusów – uzyskał prawo do indeksu bez egzaminu. Ale podszedł do sprawy ambitnie – chciał potwierdzić swoje umiejętności i pojechał z rodzinnego Pisz do Gdańska, by poznać treść egzaminów wstępnych i sprawdzić, czy by zdał. Test wypadł pomyślnie. Przekonał się, że może być studentem. Na finiszu studiów po raz kolejny uznał, że dyplom politechniki to za mało, że trzeba się jeszcze sprawdzić jako *homo faber*. I niezależnie od odbytej praktyki po pierwszym roku studiów, zaraz po dyplomie – a przed powołaniem do Szkoły Oficerów Rezerwy

– na pół roku zatrudnił się jako pracownik fizyczny. Po roku wojska – w Centrum Szkolenia Specjalistów Technicznych Wojsk Lotniczych w Oleśnicy – podjął pracę. Najpierw w Rafinerii Nafty Gdańsk (lata 1978–1981), a następnie w fabryce Podzespołów Elektrotechnicznych „Elektrocarbon” w Tarnowskich Górach (lata 1981–1983) i w sierpniu 1983 roku wrócił do Gdańska i rozpoczął pracę jako pracownik naukowy Politechniki Gdańskiej, gdzie na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki pracuje nieprzerwanie na różnych stanowiskach do dzisiaj. W tym czasie ukończył (1982 rok) również studia w zakresie organizacji i zarządzania na Wydziale Ekonomiki Produkcji Uniwersytetu Gdańskiego. Ukończył również studia specjalistyczne w zakresie polityki i efektywności energetycznej w USA, uzyskując w roku 1996 *Certificate of the Institute for Young Investigators in Energy Efficiency – Berkeley/Washington DC*.

Ponad trzydziestoletnia działalność organizacyjna i dydaktyczna na Politechnice Gdańskiej obejmowała kierowanie Studiami Podyplomowymi na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki, Zespołem Elektrowni i Gospodarki Energetycznej w Katedrze Elektroenergetyki, aż wreszcie w kadencji 2008–2012 zwieńczona została funkcją prorektora ds. kształcenia i rozwoju. Nie sposób nie zauważyć, że to już co najmniej dwa pokolenia przewinęły się przez sale wykładowe. – *Ubolewam, ale po latach praktyki uważam, że niezbyt dobrze kształcimy studentów – mówi prof. Kamrat. – Może to niepedagogiczne, bo sam się do tego jakoś przyczyniam, ale sądzę, że programy są źle „skrojone”. Relacje pomiędzy teorią*

a praktyką są zachwiane. Modelem jest edukacja „podręcznikowa”, a nie kreatywna. Na swoich zajęciach wprowadziłem studenckie projekty zespołowe. Organizuje się grupy studentów, na przykład 12-osobowe, dzieli na 4 zespoły, przydziela im zadanie rozpisane na poszczególne segmenty tematyczne, by powstawało kompleksowe opracowanie jakiegoś problemu. Dla tej grupy wybierany jest lider – „generalny projektant”, odpowiedzialny za całość. Metoda ta pozwala nie tylko wiele się nauczyć, ale zaszczepia myślenie w kategoriach zespołu, uczy współpracy, odpowiedzialności za zespół. A przy tym może być nawet użyteczna. Zachęciłem na przykład kilku burmistrzów, by moim zespołom studenckim powierzyli zrobienie planów zaopatrzenia miasta w ciepło, energię elektryczną i gaz. I zrobili to, za darmo, w ramach zajęć. To jest – moim zdaniem – kierunek zmian w modelu kształcenia.

Profesor na jedno jeszcze zwraca uwagę: – *Przez kilka lat prowadziłem studia podyplomowe. W czasach, gdy nie było jeszcze ustawy o ochronie danych osobowych, w papierach składanych na uczelni był odpis dyplomu, a w ankiecie personalnej rubryka: stanowisko. Odkryłem pewną prawidłowość. Jeśli na dyplomie była ocena bardzo dobra, w rubryce zawód pojawiał się najwyżej zapis „główny specjalista” lub „starszy specjalista”. Jeśli na dyplomie była „trójka” albo „czwórka” – w rubryce był prezes lub dyrektor. Odnoszę wrażenie, że jest to pewien klucz do zrozumienia, że studia to nie tylko wiedza zawodowa, ale także odbyte praktyki i staże, doświadczenie w pracy zespołowej i zdolności kierowania zespołem, umiejętność auto-*

prezentacji i nabywanie umiejętności przywódczych.

Profesor Kamrat, odnosząc się do swoich prac w kadencji 2004–2007 w Polskiej Komisji Akredytacyjnej, swego rodzaju NIK dla szkolnictwa wyższego, dodaje jeszcze: – Oczywiście, klasa i kompetencje pracowników nauki to podstawa kształcenia. Ale nie zaniedbujemy edukacji na żadnym poziomie i planujemy kierunki kształcenia. Na studia przychodzą coraz gorzej przygotowani absolwenci szkół średnich. Dramatycznie słabsi. Nie zapomnę młodego studenta, u którego odkryłem brak znajomości tabliczki mnożenia. Tym większe wyzwanie przed szkolnictwem wyższym. Czy mu sprosta? Tajemnicą poliszynela jest, że uczelnie prywatne, liczbowo dominujące na polskim rynku, raczej nie trafiają do rankingu szkół najlepszych, ale za to rozdają najwięcej dyplomów. W innych segmentach edukacji też jest różnie. Moim zdaniem, karygodnym błędem była likwidacja szkolnictwa zawodowego i średniego technicznego, co odbija się brakiem wykwalifikowanych pracowników w wielu segmentach rynku pracy i co dzisiaj nadrabiać muszą sami przedsiębiorcy. Podobnie z planowaniem kierunków kształcenia. Przecież wiele uczelni tak naprawdę produkuje bezrobotnych, a w wielu dziedzinach – branża energetyczna, informatyka, ale też służba zdrowia, pomoc społeczna – brakuje specjalistów. Jestem doradcą prezydenta Pracodawców RP. Na tym forum wiele razy podnosiliśmy problem, że nie ma solidnych badań i nie ma miarodajnych prognoz, jakie zawody będą w przyszłości potrzebne. Bez większego echa. Tu już sam poziom kadry naukowej nie gwarantuje sukcesu, tu potrzebne jest myślenie systemowe na poziomie resortu nauki i resortu pracy.

W rozmowie z Waldemarem Kamratem pojawia kolejny wątek – „nieśmiertelny” w Polsce problem relacji pomiędzy nauką a biznesem. Profesor problem kwituje krótko: – To kwestia mentalności liderów z obu tych światów. Oni tego tematu nie rozumieją. Wielu naukowców nie widzi potrzeby rozważania, czy jego praca naukowa powinna mieć aplikację biznesową, bo nauka jest – ich zdaniem – powołana do wyższych celów. Wielu przedsiębiorców nie widzi potrzeby nawiązywania kontaktów z nauką, by stworzyć coś nowego, osiągnąć sukces. Nie-

wielu prezentuje myślenie „niech moja firma będzie wielka, niech coś zostanie po mnie”. Wielu raczej koncentruje się na zarabianiu pieniędzy i wykazuje dbałość o to, by rada nadzorcza nie miała podstaw do zmiany szefa firmy. Ale też trzeba powiedzieć, że nie umiemy cenić naszej nauki. Pamiętam z czasów, gdy byłem członkiem zarządu dużej firmy z udziałem większościowym kapitału niemieckiego, że potrzebna mi była sylwetka słupa elektroenergetycznego. U nas takie katalogi wydawał Energoprojekt i mogłem bez trudu taki wzór z katalogu dostać. A jednak niemiecki właściciel polecił, by zwrócić się do biura projektów w Niemczech. I słono za to zapłaciłem. Na moje pytanie „dlaczego tak drogo?”, usłyszałem odpowiedź – „bo to jest myśl niemieckiego inżyniera”. Musimy nauczyć się takiego myślenia.

Wiedza prof. Kamrata o przedsiębiorcach ma poważny grunt. W latach 1996–2005 pełnił wiele funkcji kierowniczych w zarządach firm energetycznych. I nie tylko, bo wcześniej, na początku lat 90. ub.w. prof. Kamrat (w owym czasie dr inż.) został dyrektorem ds. eksploatacyjno-ekonomicznych w Zespole Opieki Zdrowotnej w Gdańsku. Będąc specjalistą w zakresie energetyki kompleksowej, to znaczy obejmującej zakresem elektroenergetykę, gazownictwo i ciepłownictwo, nawet w takiej placówce znalazł pole do zastosowania swojej wiedzy. To podczas jego pracy w ZOZ dokonano likwidacji starej kotłowni i zbudowano nową, na gaz ziemny. I tak rozpoczęła się przygoda prof. Kamrata z gazownictwem. Również w latach 90. ub.w., powołany do zarządu Gdańskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej, we współpracy z Mirosławem Dobrutem, ówczesnym dyrektorem Zakładu Gazownictwa w Gdańsku, dokonali rewolucji – zlikwidowano wówczas prawie 30 małych kotłowni węglowych i system zdywersyfikowano w znacznej części wykorzystując gaz ziemny. Faktem jest, że wsparcie znalezione w projekcie norweskim GEF (Global Environment Facility), realizowanym w 14 miejscach w Polsce, a Gdańsk dostał dotację ok. 5 mln USD.

Habilitacja prof. Kamrata, opublikowana w książce pt. „Metody oceny efektywności inwestowania w energetyce”, ma mocne fundamenty zarówno teoretyczne, jak i praktyczne.

Naturalne jest pytanie: w jaki sposób wiedza i doświadczenie takich osób, jak prof. Waldemar Kamrat, bez mała „człowiek – instytucja”, może służyć polskiej gospodarce? Powiedzmy wręcz – Polsce. To powinno być pytanie retoryczne. Faktem jest, że prof. Kamrat jest obecny w licznych gremiach doradczych i opiniotwórczych – od Komitetu Problemów Energetyki Polskiej Akademii Nauk, poprzez Grupę Ekspertów Parlamentarnego Zespołu ds. Energetyki, aż po powołany niedawno przez wicepremiera Janusza Piechocińskiego Komitet Strategicznej Myśli Gospodarczej. Ale jaki jest efekt pracy tych zacnych zespołów? – Odpowiem historycznie. Za rządów premiera Marcinkiewicza powołany został 12-osobowy komitet ds. oceny kwalifikacji kandydatów na prezesów i członków zarządu spółek strategicznych Skarbu Państwa. Spotkaliśmy się raz. Oceniając zgłoszone kandydatury, które otrzymywały noty od 14 do 17 pkt. w skali 0–100 i „wygrywały konkursy” w MSP, uznaliśmy z prof. Krzysztofem Opolskim z UW, że nasza najlepsza rada, to rozwiązać się. I tak skończył się ten epizod. Realia są takie, że nie kompetencje, a klucz polityczny decyduje o karierach w administracji i gospodarce podległej państwu. A bolesna prawda jest taka – nie ma w Polsce myślenia propaństwowego. Nie widzę go w pracy administracji rządowej, bo dominuje myślenie kadencyjne, podobnie jak w samorządach, bo notowania w sondażach są ważniejsze niż programy reform. Nie widzę w parlamencie, bo obowiązuje myślenie ideologiczno-partyjne i nawet najlepsze programy strategiczne wypracowane przez jedną opcję, są automatycznie kasowane przez opcję przejmującą władzę. Nie ma instytucji myśli strategicznej, która mogłaby skutecznie animować jakieś prace nad przyszłością kraju. A opracowania istniejące, bardzo cenne niejednokrotnie, giną gdzieś w biurkach decydentów. I jak tu doradzać? Inicjowałem na Politechnice Gdańskiej publiczne debaty, z udziałem wszystkich opcji politycznych, bo uczelnia powinna być ponad polityką. Były to bardzo ciekawe spotkania, gotowe recepty i programy dla decydentów w wielu dziedzinach ważnych dla gospodarki. „Ino oni nie chcom chcieć” – jak mówił Czepiec w „Weselu”.

Miejmy nadzieję, że taka postawa decydentów nie zniechęci prof. Waldemara Kamrata do dalszej pracy na rzecz dobra publicznego.



Politechnika Wroclawska

Centrum Kształcenia Ustawicznego



Politechnika Wroclawska, Centrum Kształcenia Ustawicznego oraz Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa GAZOPROJEKT SA zapraszają na studia podyplomowe „Współczesne zagadnienia projektowania, budowy i eksploatacji systemów gazociągowych”.

Zakres tematyczny studiów podyplomowych

- 1) Gaz ziemny – surowiec i paliwo
- 2) Projektowanie gazociągów
- 3) Budowa i eksploatacja gazociągów
- 4) Projektowanie, budowa i eksploatacja stacji redukcyjno-pomiarowej
- 5) Projektowanie, budowa i eksploatacja stacji pomiarowych i tłoczeni gazu
- 6) Ochrona przeciwkorozyjna w sieci gazowej
- 7) Energetyka gazowa
- 8) Projektowanie, budowa i eksploatacja magazynów gazu
- 9) Terminale i instalacje skroplonego gazu ziemnego
- 10) Zarządzanie transportem gazu
- 11) Rynek gazu ziemnego, efektywność ekonomiczna i ochrona środowiska
- 12) Podstawy poszukiwań i wydobywania gazu
- 13) Wycieczki techniczne na obiekty technologiczne

Kadra naukowa z:

Politechniki Wroclawskiej
Politechniki Śląskiej
Uniwersytetu Wroclawskiego
Instytutu Nafty i Gazu z Krakowa

Wykładowcy z firm:

Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa
GAZOPROJEKT SA, Wrocław
System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.,
Warszawa
PGNiG Technologie SA w Warszawie
Oddział GAZOBUDOWA w Zabrze

Dolnośląska Spółka Gazownictwa, Wrocław
GAZ-SYSTEM S.A.

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

Rodzaj studiów:

Studia podyplomowe, dwusemestralne, roczne

Organizacja studiów:

Zjazdy piątkowo-sobotnie, 7 zjazdów w semestrze
Zajęcia w piątki od 13.00 do 20.15,
w soboty od 9.00 do 17.30

Wymiar godzinowy:

Wykłady – 194 godziny
Ćwiczenia i seminaria – 70 godzin
Razem – 264 godziny zajęć

Liczba przedmiotów: 12

Cel studiów:

Uzupełnienie wiedzy teoretycznej i praktycznej dla kadry inżyniersko-technicznej i ekonomicznej sektora gazowniczego

Punkty ECTS: 90

Koszt studiów: 6500 zł

Zainteresowanych prosimy o kontakt:

e-mail: pawel.malinowski@pwr.wroc.pl lub
cku@pwr.wroc.pl
www.cku.pwr.wroc.pl

„Współczesne zagadnienia projektowania, budowy i eksploatacji systemów gazociągowych”

Program studiów podyplomowych przewiduje wykłady i ćwiczenia z następujących przedmiotów:

- 1) Gaz ziemny – surowiec i paliwo
 - Akty prawne i przepisy w UE i Polsce
 - Normy i rozporządzenia w obszarze gazownictwa
 - Standardy techniczne i inne uregulowania formalnoprawne
- 2) Projektowanie gazociągów
 - Klasyfikacja gazociągów
 - Gazociągi stalowe
 - Gazociągi z tworzyw sztucznych



- Zasady projektowania i obliczeń
- Lokalizowanie gazociągów
- 3) Budowa i eksploatacja gazociągów
 - Organizacja budowy
 - Wytyczenie trasy, wykonanie wykopów, montaż i zasypka
 - Metody bezwykopowe
 - Czyszczenie, próby ciśnieniowe i suszenie
 - Oznakowanie
 - Odbiory końcowe, rozruch, dokumentacja budowy
 - Obsługa i konserwacja
 - Ocena stanu technicznego
 - Prace włączeniowe i naprawy
 - Migracja gazu, czyszczenie, tłoki inteligentne
 - Podnoszenie ciśnienia
 - Metody lokalizowania, wyłączenie z użytkowania, rehabilitacja
- 4) Projektowanie, budowa i eksploatacja stacji redukcyjno-pomiarowej
 - Klasyfikacja i zasady doboru i lokalizacji
 - Schematy technologiczne, systemy zabezpieczeń, parametry nastaw
 - Elementy stacji redukcyjno-pomiarowych (odwadniacze, filtry, reduktory, zawory itd.)
 - Punkty redukcyjne
 - Eksploatacja stacji – kontrola i konserwacje
 - Ekspandery
- 5) Projektowanie, budowa i eksploatacja stacji pomiarowych i tłoczni gazu
 - Zasady doboru i lokalizacji stacji pomiarowych
 - Urządzenia pomiarowe i niepewność pomiaru
 - Zasady lokalizowania tłoczni gazu
 - Sprężanie gazu i charakterystyka wybranych typów sprężania
 - Napędy sprężarek i urządzenia dodatkowe
 - Układy sterowania, regulacja wydajności, optymalizacja pracy
 - Zagadnienia drgań i eksploatacji tłoczni
 - Projektowanie procesowe i elementy termodynamiki
- 6) Ochrona przeciwkorozyjna w sieci gazowej
 - Rodzaje korozji, badanie zmian korozyjnych
 - Metody zapobiegania korozji
 - Elektrochemiczne metody ochrony przed korozją
 - Ochrona przed prądami przemiennymi z linii
- 7) Energetyka gazowa
 - Prognozy energetyczne
 - Techniczno-ekonomiczna ocena energochłonności
 - Bilans energetyczny
 - Kotły, promienniki, nagrzewnice gazowe
 - Turbiny gazowe
 - Mikroturbiny i silniki gazowe
 - Układy skojarzone
 - Współpraca układów gazowniczych elektroenergetycznych
- 8) Projektowanie, budowa i eksploatacja magazynów gazu:
 - Zbiorniki nisko- i wysokociśnieniowe
 - Magazynowanie gazu w gazociągach wysokociśnieniowych
 - Podziemne magazynowanie gazu
 - Efektywność ekonomiczna magazynowania gazu
 - Zarządzanie ryzykiem w instalacjach gazu ziemnego
- 9) Terminale i instalacje skroplonego gazu ziemnego
 - Rynek światowy i krajowy LNG
 - Terminale skraplania (nadawcze)
 - Transport morski LNG
 - Terminale odbiorcze
 - Instalacje satelitarne LNG
- 10) Zarządzanie transportem gazu:
 - Systemy przesyłu i zarządzania danych
 - Bilansowanie gazu, straty
 - Prognozowanie zużycia
 - Symulacja i optymalizacja sieci gazowych
 - Przestrzenne zarządzanie informacją w gazownictwie
 - Metrologia i pomiary w gazownictwie
- 11) Rynek gazu ziemnego, efektywność ekonomiczna i ochrona środowiska
 - Zmiany strukturalne na rynku gazu ziemnego, liberalizacja
 - Bezpieczeństwo energetyczne kraju, geopolityka gazowa
 - Taryfy gazowe
 - Kodeksy sieciowe
 - Operatorstwo systemów gazowych
 - Standardy obsługi klienta
 - Oceny oddziaływania na środowisko
 - Ochrona powietrza, wód i powierzchni ziemi
 - Ochrona przed hałasem i wibracjami
 - Współpraca międzynarodowa w zakresie ochrony środowiska
 - Czynniki ekonomicznej opłacalności inwestycji
 - Wybrane pojęcia ekonomiczne
 - Podstawowe wskaźniki efektywności ekonomicznej
 - Dane wyjściowe do analiz ekonomicznych, kryteria oceny efektywności inwestycji i kosztorysowanie
- 12) Podstawy poszukiwań i wydobycia gazu
- 13) Wycieczki techniczne na obiekty technologiczne

lupkipolskie.pl

rzetelne źródło informacji
o gazie z łupków w Polsce

- > aktualne informacje
- > przejrzysta forma
- > szczegółowe opisy
- > fakty i mity



Chcesz wiedzieć więcej?
Odwiedź www.lupkipolskie.pl

Strona objęta honorowym
patronatem Ministra
Skarbu Państwa



Ministerstwo
Skarbu
Państwa


PGNiG
Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA