

marzec 2013

# Przegląd Gazowniczy nr 1 (37)

cena 14 zł (w tym 8% VAT)

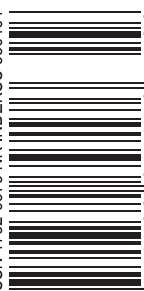
MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

## X-lecie Izby Gospodarczej Gazownictwa

Temat wydania:

# MINIONA DEKADA W BRANŻY GAZOWNICZEJ

ISSN 1732-6675 NR INDEKSU 386464



9 771732 165717 6 03

# MSA RIMERA GROUP

PRODUCENT ARMATURY PRZEMYSŁOWEJ

**DEFT**<sup>®</sup>  
POLSKA

GENERALNY PRZEDSTAWICIEL MSA a.s. w POLSCE



## Nasza oferta

- produkcja armatury przemysłowej
  - zawory kulowe
  - zawory zwrotne
  - zawory grzybkowe
  - zasuwki klinowe
  - zasuwki płytowe
- kompleksowa realizacja dostaw armatury przemysłowej
- kompleksowa obsługa serwisowa
- obsługa gwarancyjna i pogwarancyjna
- montaż armatury
- przeglądy okresowe
- doradztwo i ekspertyzy techniczne
- system poliuretanowych powłok antykorozyjnych

**Zapraszamy do współpracy firmy z branży gazowniczej, energetycznej, paliwowej, chemicznej, wodnej i wydobywczej**

# Meandry legislacji

## Adam Cymer

Izba Gospodarcza Gazownictwa, inicjując publicznie w 2009 roku plan uchwalenia ustawy „Prawo gazowe” – jako komplementarnego projektu do nowego prawa energetycznego i prawa o OZE, przygotowała projekt ustawy na potrzeby Ministerstwa Gospodarki. Po prawie czterech latach licznych konsultacji i prac nad kolejnymi wersjami projektu, żaden z nich nie zyskał akceptacji Rady Ministrów i nie trafił do parlamentu.



Uchwalenie ustawy „Prawo gazowe” miało znacznie przybliżyć Polskę do podobnych rozwiązań stosowanych już w większości krajów UE i doprowadzić do zgodności prawa krajowego z prawem unijnym, zwłaszcza w zakresie implementacji aktów prawnych składających się na III pakiet energetyczny. W komunikacie z 11 marca 2009 r.\* Komisja wskazywała, że *poważny niepokój budzi niepełne wdrożenie prawodawstwa europejskiego w dziedzinie energii elektrycznej i gazu. Niedawne doświadczenia z rosnącymi cenami energii potwierdzają, że integracja rynku oraz zintensyfikowanie handlu transgranicznego powinny należeć do priorytetów. Dlatego tak ważne jest prawidłowe wdrożenie rozporządzeń w sprawie energii elektrycznej i gazu przez wszystkie państwa członkowskie. Komisja apeluje do państw członkowskich, organów regulacyjnych i całej branży o możliwie jak najpilniejsze podejmowanie stosownych działań. Trzeci pakiet, dotyczący rynku wewnętrznego, ma na celu uzupełnienie obowiązującego obecnie prawodawstwa UE i nie może służyć jako wytłumaczenie w sytuacji niepełnego wdrożenia obowiązujących przepisów drugiego pakietu, dotyczącego rynku wewnętrznego. Komisja Europejska będzie rozważała wszczęcie postępowania w sytuacji uchybień zobowiązaniom państw członkowskich w przypadkach niezapewnienia zgodności z przepisami dyrektyw i rozporządzeń w sprawie energii elektrycznej i gazu.*

Tymczasem w Polsce trwa zadziwiająca legislacyjna niemoc. Po czterech latach z pierwotnych projektów prawa gazowego zostały się jakieś rozproszone zapisy, wiele elementów pozostawiono w ustawie „Prawo energetyczne”, a niektóre trafiły do planowanej ustawy o OZE. W toku tych działań wykluta się konstrukcja pod potoczną nazwą „trójpak energetyczny”, do dzisiaj niezrealizowana, a jesienią ubiegłego roku w ogóle zawieszona. Takie działania mocno niepokoiły KE, która parokrotnie już starała się zdyscyplinować Polskę, śląc kolejne „uzasadnione opinie” w związku z brakiem zawiadomienia o środkach transpozycji do prawa krajowego dyrektywy PG i Rady 2009/73/WE, dotyczących wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego.

Gdy wreszcie KE pozwała Polskę przed Trybunał Sprawiedliwości i nałożyła olbrzymie kary pieniężne, zrodziła się inicjatywa poselska, by „trójpak energetyczny” zamienić na „mały trójpak energetyczny”, a więc jak najszybciej po raz n-ty znowelizować stare prawo energetyczne i wprowadzić te wszystkie zapisy, których z wielką determinacją domaga się KE.

I tak oto z wielkich planów rzetelnej i odpowiedzialnej legislacji dedykowanej rynkowi energetycznemu nic nie wyszło. Mimo iż sejmowe młyny miały jak oszalałe (prawie 2000 ustaw rocznie), na prawo gazowe i energetyczne przez prawie cztery lata zabrakło czasu.

Być może, dzięki tym „na kolanie” czynionym poprawkom w prawie energetycznym unikniemy kar unijnych (88 819,20 eu-

dokończenie na str. 32

## Rada Programowa

przewodniczący  
**Mieczysław Menżyński**,  
– wiceprezes PZITS

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

członkowie:

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

**Beata Dreger**  
– Wielkopolska Spółka Gazownictwa  
sp. z o.o.

**Joanna Pilch**  
– Karpacka Spółka Gazownictwa  
sp. z o.o.

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

**Andrzej Schoeneich**  
Izba Gospodarcza Gazownictwa

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

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

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

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

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

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

**Przygotowanie i opracowanie redakcyjne**  
BARTGRAF  
00-549 Warszawa, ul. 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 Książopolska-Bisińska  
Ewa Wojtowicz-Topiiko, Anna Zabrocka

Nakład 2700 egz.

## TEMAT WYDANIA

- 8 **Sukcesy i porażki w poszukiwaniach i wydobyciu węglowodorów w Polsce w latach 2003–2013.**  
Prof. dr Stanisław Rychlicki i prof. dr Jerzy Stopa, naukowcy z AGH w Krakowie
- 11 **Magazynowanie gazu w Polsce – kluczowe zmiany i perspektywy na przyszłość.**  
Joanna Kijas, prezes OSM sp. z o.o.
- 14 **Miniona dekada w segmencie dystrybucji gazu ziemnego.**  
Andrzej Barczyński, niezależny ekspert rynku gazu, wykładowca na Politechnice Poznańskiej
- 21 **Polskie łupki to wyzwanie dla pokoleń.**  
Dr inż. Andrzej Sikora, dyrektor Instytutu Studiów Energetycznych
- 24 **Sektor produkcyjno-usługowy na rynku gazu.**  
Cezary Mróz, członek zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa
- 28 **Polski system gazociągów przesyłowych.**  
Prof. dr Andrzej Osiadacz z Politechniki Warszawskiej i Rafał Wittmann, dyrektor Pionu Rozwoju w GAZ–SYSTEM S.A.
- 58 **Państwo jako właściciel i regulator sektora gazowego.**  
Andrzej Szczeńsiak, niezależny ekspert rynku ropy i gazu

## NASZ WYWIAD

- 33 **Nie możemy działać pochopnie.** Rozmowa z Januszem Piechocińskim, wicepremierem i ministrem gospodarki

## PUBLICYSTYKA

- 3 **Meandry legislacji.** Adam Cymer
- 60 **Refleksje na temat giełdy gazu.** Wojciech Graczyk, dyrektor departamentu prawnego w RWE Polska SA
- 62 **„Mały trójpak” czy „duży trójpak”.**  
Andrzej Schoeneich, dyrektor Izby Gospodarczej Gazownictwa



# 33

## REPORTAŻ

- 34 **Nowe Muzeum Narodowe.** O jubileuszu 150-lecia pisze Renata Łatanik

## GRUPA KAPITAŁOWA PGNiG SA

- 36 PGNiG SA
- 38 Dolnośląska Spółka Gazownictwa
- 40 Górnośląska Spółka Gazownictwa
- 42 Karpacka Spółka Gazownictwa
- 44 Mazowiecka Spółka Gazownictwa
- 46 Pomorska Spółka Gazownictwa
- 48 Wielopolska Spółka Gazownictwa

## GAZ–SYSTEM S.A.

- 50 **Najdłuższy przewiert HDD w Polsce.**  
Wojciech Marczak, specjalista ds. inwestycji w GAZ–SYSTEM S.A.



# 50

## OSOBOWOŚĆ

- 52 **Intelektualista w przemyśle.** Sylwetkę Andrzeja Frońskiego kreśli Adam Cymer

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

- 54 **Ekonomiczne znaczenie kondensatu gazowego – doświadczenia z rynku amerykańskiego.**  
Ryszard Węcowski

Zdjęcie na okładce: PMG Wierzchowice. Fot. archiwum PGNiG SA.

# Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Za nami pierwszy kwartał 2013 roku. Tradycyjnie rozpoczęliśmy go od organizacji 10–12 stycznia w Zakopanem międzynarodowego seminarium pt. „**Nowe otwarcie na rynku paliw gazowych**” (więcej na s. 6).

Izba Gospodarcza Gazownictwa w pierwszym kwartale 2013 r. zaopiniowała wiele projektów rozporządzeń. 9 stycznia br. przekazała wicepremierowi Januszowi Piechocińskiemu swoje stanowisko odnośnie do samoobsługi przy tankowaniu samochodów gazem płynnym, ustosunkowując się tym samym do zamieszczonego w BIP Ministerstwa Gospodarki projektu **rozporządzenia MG, zmieniającego rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać bazy i stacje paliw płynnych, rurociągi przesyłowe dalekosiężne, służące do transportu ropy naftowej i produktów naftowych, i ich użytkowania**. Izba zwróciła się do ministerstwa z prośbą o uchylenie zakazu samotankowania sprężonego gazu ziemnego CNG, a nie tylko LPG. Uznano, iż preferowanie paliwa LPG w stosunku do CNG może być traktowane jako rodzaj „wybiórczego” stosowania prawa. Do tego tematu wrócimy w kolejnym „Przeglądzie Gazowniczym”.

W nawiązaniu do trwającego w Sejmie procesu legislacyjnego zmierzającego do uchwalenia ustawy o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” oraz niektórych innych ustaw, Izba Gospodarcza Gazownictwa i Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej przedstawiły wspólnie propozycję zapisów dotyczących kontroli legalności pobierania paliw lub energii, kontroli układów pomiarowo-rozliczeniowych, dotrzymania zawartych umów i prawidłowości rozliczeń oraz związanego ze stwierdzonymi nieprawidłowościami wstrzymania dostaw i postępowania reklamacyjnego. Wspólne argumenty uzyskały pozytywne poparcie MG.

Pod koniec stycznia IGG, Polska Izba Przemysłu Chemicznego (PIPC) i Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ) wystąpiły z pismem do Jacka Rostowskiego, ministra finansów, dotyczącym zasad ewidencjonowania mediów, w tym gazu ziemnego. W piśmie podkreślono, iż – oprócz zakresu zwolnienia z akcyzy – ewidencjonowanie jest najistotniejszym problemem przy wdrożeniu akcyzy na gaz ziemny, gdyż będzie wymagać największych przygotowań ze strony podmiotów zaangażowanych w obrót gazem. Możliwie szybkie poznanie wymogów ewidencyjnych pozwoliłoby firmom zdiagnozować konieczne zmiany systemów, które będą niezbędne do wprowadzenia ewidencji akcyzowej.

W lutym br. Izba Gospodarcza Gazownictwa wyraziła pozytywną opinię dotyczącą projektu KE **dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie rozmieszczenia**

**infrastruktury paliw alternatywnych**.

Projekt ten zasługuje na uznanie przede wszystkim ze względu na to, iż zastosowanie paliw alternatywnych wobec paliw ciekłych (ON, benzyna) pozwoli na zmniejszenie kosztów i przyczyni się do realnego ograniczenia emisji szkodliwych związków w spalinach silników.

18 lutego br. IGG zgłosiła uwagi do projektu **ustawy o zmianie ustawy o podatku akcyzowym**, domagając się – w imieniu firm zrzeszonych w IGG – zwolnienia z opodatkowania akcyzą gazu ziemnego używanego na cele napędowe (CNG). W piśmie podkreślono, iż opodatkowanie gazu ziemnego akcyzą zahamuje rozwój infrastruktury i floty CNG oraz spowoduje zaprzepaszczenie dotychczasowych nakładów szacowanych na około 200–250 mln zł (bez uwzględnienia kosztów energii i eksploatacji).

13 marca br. IGG zgłosiła obszernie uwagi do projektu **ustawy o zmianie ustawy „Prawo geologiczne i górnicze” oraz niektórych innych ustaw** (wersja z 15 lutego 2013 r.). W uwagach zauważono m.in., iż projekt zakłada zmianę dotychczasowego modelu, w którym występowały odrębne koncesje dla poszukiwania lub rozpoznawania kopalni oraz dla wydobywania kopalni ze złóż, i zastąpienie dotychczasowego modelu – dwóch odrębnych koncesji właściwych dla danej fazy działalności – modelem opartym na jednej zintegrowanej koncesji. Analiza OSR w tym zakresie pozwala przypuszczać, iż (wbrew intencjom autorów projektu) zaproponowane rozwiązanie nie tylko nie stanie się dodatkowym bodźcem do rozwoju działalności poszukiwawczej w Polsce, ale spowoduje znaczące spowolnienie rozwoju tej branży. Wdrożenie proponowanego modelu koncesyjnego sprawi, że przedsiębiorcy znajdą się w sytuacji, w której będą musieli ponieść wysokie koszty badań geofizycznych, prowadzonych w ramach poszukiwania złóż węglowodorów, przy braku zagwarantowania im możliwości prowadzenia prac rozpoznawczych i – w dalszej perspektywie – wydobywczych. Racjonalną decyzją biznesową będzie ograniczanie zakresu prac poszukiwawczych do niezbędnego – z punktu widzenia przedsiębiorcy – minimum, co z kolei jest sprzeczne z projektowaną nowelizacją.

21 marca 2013 r. IGG zgłosiła uwagi do projektu **ustawy o specjalnym podatku węglowodorowym, o zmianie ustawy o podatku od wydobycia niektórych kopalni oraz o zmianie niektórych innych ustaw**. IGG zauważa, iż dotychczasowe informacje organów rządowych przewidywały, że ustawa o opodatkowaniu węglowodorów zostanie przygotowana dla złóż niekonwencjonalnych. Wniosek taki można wysnuć z uzasadnienia do projektu ustawy i oceny skutków regulacyjnych (OSR). Po-



Agnieszka Rudzka

szukiwania złóż niekonwencjonalnych, a tym bardziej wydobywanie gazu z tych złóż, jest dopiero w początkowej fazie i projektowane wpływy podatkowe pojawiają się najwcześniej za 5–10 lat. Natomiast proponowane w ustawie rozwiązania zagrażają, niestety, dotychczasowej działalności w zasadzie jedynej firmy produkcyjno-wydobywczej w Polsce, jaką jest PGNiG SA. Z opublikowanych 20 marca 2013 r. wyników PGNiG SA za rok 2012 można wysnuć wniosek, że całkowity zysk netto za 2012 r. (2,23 mld zł), uwzględniając proponowane (dodatkowe) obciążenia podatkowe, obniżyłby zysk całej GK PGNiG (w tym, obrotu, dystrybucji, magazynowania) o 50%, zaś wynik operacyjny całego podsektora poszukiwawczo-wydobywczego o 90%. Tak ogromne opodatkowanie spowodowałoby, że nie byłoby możliwe kierowanie tak dużych środków finansowych, jak obecnie, na rozwój poszukiwań gazu niekonwencjonalnego.

Izba Gospodarcza Gazownictwa prowadzi również w dalszym ciągu intensywne działania na rzecz przywrócenia 15-letniego okresu legalizacji gazomierzy. W tym celu przygotowano projekt umowy pomiędzy Izbą Gospodarczą Gazownictwa a Skarbem Państwa – Głównym Urzędem Miar na wykonanie sprawdzenia losowo wybranych gazomierzy należących do OSD oraz przygotowanie raportu prezentującego zbiorcze wyniki wykonanego sprawdzenia. Wyniki badań posłużą Głównemu Urzędowi Miar do oceny możliwości wydłużenia okresu ważności legalizacji gazomierzy wprowadzonych do obrotu lub użytkowania od 2008 r. – z 10 do 15 lat – oraz do uzasadnienia zastosowania narzędzi statystycznych do legalizacji ponownej, nad którymi to narzędziami IGG oraz Instytut Nafty i Gazu w Krakowie (INiG) od wielu lat prowadzą badania.

W związku z informacją o powoływaniu grup roboczych do prac nad programami operacyjnymi na lata 2014–2020, IGG zwróciła się do Ministerstwa Rozwoju Regionalnego z prośbą o włączenie do składu oraz udziału w pracach grup przedstawicieli Izby Gospodarczej Gazownictwa.

- **5 kwietnia br.** UOKiK notyfikował Komisji Europejskiej projekt pomocy publicznej dla Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Wnioskowana kwota dofinansowania to 1949,57 mln zł. Notyfikacja obejmuje dotację na realizację sześciu inwestycji w systemy przesyłowe gazu ziemnego.

- **5 kwietnia br.** W Sejmie odbyło się posiedzenie podkomisji stałej ds. energetyki. – *Brak systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji daje o sobie znać. Z tego powodu wyłączono ponad 400 MW układów kogeneracyjnych wysokosprawnych, co skutkuje zmniejszeniem efektywności przetwarzania energii pierwotnej, zwiększeniem emisji zanieczyszczeń do atmosfery, a w rezultacie za chwilę wystąpimy z wnioskami do prezesa URE o kilkuno-, a może kilkudziesięcioprocentowy wzrost cen ciepła* – powiedział Marian Babiuch, prezes Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych. – *Mamy dzisiaj taką sytuację, że trzy miesiące po początku roku przedsiębiorstwa nie wiedzą, jaka będzie regulacja prawna, nie wiedzą, na jakiego typu przychody i rekompensaty z tytułu sprzedaży certyfikatów wspierających kogenerację mogą liczyć. W związku z powstałą niepewnością prawną najpierw, już pierwszego stycznia tego roku, część małych instalacji kogeneracyjnych zostało wyłączonych, bo operatorzy nie mieli zaufania do deklaracji wcześniej składanych, że system wsparcia zostanie wprowadzony z początkiem roku, a potem wstrzymywały pracę kolejne jednostki* – dodał Janusz Ryk, dyrektor Biura PTEZ.

- **4 kwietnia br.** w siedzibie Gazpromexport w Sankt Petersburgu z inicjatywy Gazpromu odbyło się spotkanie przedstawicieli zarządów spółek EuRoPol GAZ i Gazpromexport. W czasie spotkania uzgodniono treść i podpisano „Memorandum o wzajemnym zrozumieniu”, dotyczące oceny, na etapie przedinwestycyjnym, możliwości realizacji gazociągu z Białorusi, przez terytorium Polski, w kierunku Słowacji.

Memorandum nie zawiera decyzji o budowie gazociągu i nie jest prawnie wiążącą umową ani zobowiązaniem zawarcia jakichkolwiek umów lub kontraktów.

- **25 marca br.** PGNiG SA dokonało odbioru końcowego kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów-Międzychód-Grotów, jednej z największych i najnowocześniejszych inwestycji spółki w ostatnich latach. Dzięki tej inwestycji zwiększy się krajowe wydobycie ropy naftowej oraz gazu ziemnego ze złóż konwencjonalnych.

Zagospodarowanie złóż LMG jest ważnym krokiem w kierunku zwiększenia wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego przez PGNiG SA oraz wzmocnienia bezpieczeństwa ener-

## ZAPROSZENIE

BSiPG Gazoprojekt SA oraz Siemens sp. o.o. zapraszają do udziału w I międzynarodowej konferencji naukowo-technicznej STERGAS, która odbędzie się 25–26 kwietnia br. we Wrocławiu. Tematem konferencji jest „Bezpieczeństwo procesowe i niezawodność systemów sterowania i automatyki w wydobyciu, przesyłaniu i magazynowaniu gazu ziemnego”.

## Nowe otwarcie

*Tak, by nam się serce śmiało do ogromnych, wielkich rzeczy. A tu pospolitość skrzeczy...*

Stanisław Wyspiański

**Doroczna styczniowa konferencja IGG w Zakopanem (10–12.01.2013), tym razem poświęcona była tematowi: nowe otwarcie na rynku paliw gazowych.**

Wybór tematu był podyktowany oceną sytuacji na krajowym rynku gazu, w kontekście dynamicznych zmian na europejskim i światowym rynku, przy braku adekwatnej reakcji polskich decydentów na ten stan rzeczy.

Pierwszy obszar tematyczny dotyczył konieczności budowania nowej polityki energetycznej Polski. Wobec coraz wyraźniejszego fiaska polityki klimatyczno-energetycznej UE (prof. W. Mielczarski), muszą powstać scenariusze miksu energetycznego bezpiecznego dla gospodarki, by kosztami ograniczania emisji CO<sub>2</sub> nie doprowadzić do głębokiej recesji. Musimy się pogodzić z naszym uzależnieniem od węgla, ale musimy brać pod uwagę nowe technologie i nowe źródła (przykład USA), które mogą ułatwić znaczący wzrost zużycia gazu (prof. J. Stopa). By tak się stało, konieczna jest aktywna polityka na rzecz wzrostu wydobycia krajowego, także ze złóż niekonwencjonalnych. Z pełną świadomością, że koszty wydobycia gazu z łupków są ogromne, a wobec możliwości kapitałowych polskiej gospodarki stać nas na zagospodarowanie 3–5% estymowanych przez PIG zasobów (A. Sikora). Bez inwestorów zagranicznych nie mamy szans, a nawet z nimi – nie ma co marzyć nawet o energetyce atomowej. Na coś się musimy zdecydować i zapisać w NPE 2050.

Drugi obszar tematyczny to otoczenie prawne, w jakim działa sektor gazowniczy. Podjęte działania legislacyjne (oczekiwane i potrzebne) prowadzone są w taki sposób i w takim tempie, że blokowane są jakiegokolwiek regulacyjne inicjatywy sektorowe (A. Schoeneich), dominuje chęć totalnej nadregulacji wszystkiego (J. Pokrzywniak), a resort finansów ostatecznie ocenia skutki regulacji z punktu widzenia przychodów budżetu. Sytuacja zdaje się już wszystkich wprawiać w zakłopotanie, bo puste dyskusje o naszej potęgde łupkowej i sny o atomowej energetyce to czysty polityczny *wishful thinking*.

(AC)

getycznego kraju. Złóża LMG należą do największych w Polsce. Ich udokumentowane zasoby wydobywalne wynoszą: ropy naftowej około 7,25 mln ton, a gazu ziemnego około 7,3 mld m sześć.

- **23 marca br.** Tego dnia upłynął termin konsultacji społecznych, które prowadziła Komisja Europejska. Ich wynik ma być podstawą i uzasadnieniem dla ewentualnego wprowadzenia regulacji prawnych, które w znaczący sposób mogą wpłynąć na proces i opłacalność poszukiwań gazu z łupków. – *Państwa unijne powinny same zdecydować, czy chcą wydobywać gaz łupkowy czy z tego rezygnują* – uważają Guenther Oettinger, komisarz UE ds. energii, i Connie Hedegaard, komisarz ds. klimatu.

- **17–29 marca 2013 r.** odbył się XVII Wielkanocny Festiwal Ludwiga van Beethovena. Już po raz trzeci GAZ–SYSTEM S.A. wspierał to wydarzenie. Dzięki zaangażowaniu w różne dziedziny nauki i kultury GAZ–SYSTEM S.A. realizuje jeden ze swoich strategicznych kierunków – zarządzanie spółką z perspektywy zrównoważonego rozwoju. Tylko w tym roku GAZ–SYSTEM S.A. został partnerem Muzeum Narodowego w Warszawie, a także sponsorem kolejnej znaczącej instytucji kulturalnej w Polsce – Opery Wrocławskiej.

- **13 marca br.** Janusz Piechociński, wicepremier, minister gospodarki, przyjął przedstawicieli Izby Gospodarczej Gazownictwa, z prezesem Mirosławem Dobrutem na czele.

Omówiono kluczowe dla branży gazowniczej zagadnienia, w tym m.in. udział ekspertów IGG w pracach nad „Polityką energetyczną Polski” (nowa edycja), zastrzeżenia branży do tzw. małego trójpaku oraz dużego trójpaku. Zwrócono uwagę na nadmierne, zdaniem IGG, nadregulacje, realizowane przez URE i UDT, podkreślono konieczność przyspieszenia przez GUM prac nad przywróceniem właściwego okresu legalizacji gazomierzy, jak również zmiany ustawy o miarach, w celu wprowadzenia tzw. metody losowej, niezbędnych rozstrzygnięć prawnych umożliwiających pełne wdrożenie rozliczenia gazu w jednostkach energii. Wicepremier obiecał radykalne przyspieszenie i podpisanie tzw. rozporządzenia w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe. Wicepremier uważnie wysłuchał zastrzeżeń branży w zakresie kontroli UDT nad gazociągami, stwierdzając jednocześnie, że zajmie się osobiście tym problemem, ponieważ gazociągi powinny podlegać szczególnemu nadzorowi. Wicepremier potwierdził zasadność uznania rangi Targów EXPO-GAS 2013. Minister Piechociński zapewnił, że wesprze działania IGG w zakresie organizacji kolejnej edycji *Central European Gas Congress* w Bratysławie (czerwiec 2013 r.).

- **14 lutego br.** zmarł Aleksander Gudzowaty. Był biznesmenem działającym w branży gazowej, przez swoją firmę Bartimpex przez wiele lat był współwłaścicielem firmy EurRoPol Gaz, zarządzającej polskim odcinkiem gazociągu jamalskiego.

- **12 lutego br.** zmarł w Moskwie Rem Wiachiriew, były długoletni prezes Gazpromu.

- **22 stycznia br.** PGNiG SA, zgodnie z wcześniejszymi zapowiedziami, będzie konsolidować działalność poszukiwawczo-wydobywczą na rynkach międzynarodowych. Kluczową rolę w tym procesie odegra PGNiG Norway AS. Spółką pokieruje dr Sławomir Hinc. W związku z nowymi obowiązkami dr Sławomir Hinc złożył 22 stycznia 2013 roku rezygnację z funkcji pełnionej w Zarządzie PGNiG SA ze skutkiem na 31 marca 2013 roku.

dokończenie na str. 66

## Z PRAC KOMITETU STANDARDU TECHNICZNEGO

Pod koniec grudnia KST przyjął dwa ważne dla jego funkcjonowania dokumenty: „Standaryzacja techniczna Izby Gospodarczej Gazownictwa – grudzień 2012” oraz „Regulamin pracy Komitetu Standardu Technicznego Izby Gospodarczej Gazownictwa – grudzień 2012” – zamieszczone na [www.igg.pl](http://www.igg.pl). W związku z tymi dokumentami powołano prezydium KST, 5 lutego br. na przewodniczącego powołany został Kazimierz Nowak (MSG Sp. z o.o.), a na wiceprzewodniczących KST – Włodzimierz Sanocki (PGNiG SA) i Eliza Dyakowska (GAZ–SYSTEM S.A.).

26 marca br. zarząd IGG powołał nowy skład Komitetu Standardu Technicznego (lista na [www.igg.pl](http://www.igg.pl))

Na początku stycznia w druku ukazały się kolejne standardy techniczne:

- ST-IGG-1601:2012 – „Projektowanie, budowa i użytkowanie stacji CNG. Wymagania i zalecenia”,
- ST-IGG-1602:2012 – „Urządzenia do tankowania pojazdów zasilanych sprężonym gazem ziemnym CNG do ciśnień tankowania poniżej 20 MPa”,
- ST-IGG-0702:2012 – „Nawanianie paliw gazowych. Wymagania dotyczące postępowania ze środkami nawaniającymi oraz ich przechowywania i transportu”,
- ST-IGG-0703:2012 – „Nawanianie paliw gazowych. Instalacje do nawaniania gazu ziemnego”,
- ST-IGG-0601:2012 – „Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Wymagania funkcjonalne i zalecenia (po weryfikacji ST-IGG-0601:2008)”.

Komitet Standardu Technicznego na XXXIII plenarnym posiedzeniu KST zatwierdził również koncepcję pracy, harmonogram i budżet dla Zespołu Roboczego nr 20 dla realizacji tematu „Dostosowanie dotychczas użytkowanych gazociągów do nowych regulacji w zakresie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe oraz w zakresie podwyższenia ciśnień roboczych”. Na kierownika ZR powołano Jerzego Magasa (WSG Sp. z o.o.)

KST na posiedzeniu 20 lutego br. podjął również uchwałę zatwierdzającą nowe tematy prac standaryzacyjnych na lata 2013–2014.

- 1. Rozliczenie obrotu paliwem gazowym w jednostkach energetycznych w obszarze dystrybucji gazu ziemnego.
- 2.1. Zasady klasyfikacji uszkodzeń ścianek stalowych gazociągów oraz dalsze postępowanie, w tym określanie MOP takich gazociągów.
- 2.2. Metody napraw uszkodzeń w ściankach stalowych gazociągów (w zależności od sklasyfikowania uszkodzenia).
- 3. Zastosowanie beziarkowego nawaniacza w sieciach gazowniczych.
- 4. Wytyczne techniczne projektowania i budowy gazociągów stalowych w zbliżeniu do napowietrznych linii elektroenergetycznych wysokich napięć oraz podziemnych kabli elektroenergetycznych.

W celu ich realizacji KST postanowił utworzyć kolejne cztery zespoły robocze.

# Sukcesy i porażki w poszukiwaniach i wydobywaniu węglowodorów w Polsce w latach 2003–2013

Stanisław Rychlicki, Jerzy Stopa

Minione dziesięciolecie w poszukiwaniach i wydobywaniu węglowodorów nie należało do najlepszych. Ostatnie wielkie odkrycia to Kościan, Brońsko BMB i LMG. Potem było już tylko gorzej.

Można się zastanawiać, czy wiązało się to z brakiem strategii w poszukiwaniach czy z wyczerpaniem się możliwości odkrywania nowych złóż na głębokościach do 3500 m. Wiele wskazywało na to, że klucz, jaki udało się znaleźć naszym geologom do odkryć, nie sprawdził się na większych głębokościach. Efektem tego był systematyczny spadek wielkości zasobów wydobywalnych z około 120 mld m<sup>3</sup> do około 92 mld m<sup>3</sup> obecnie.

Spójrzmy, jak wyglądały rejon koncentracji prac i znaczących odkryć w roku 2003 (rys. 1.). Obejmowały one 90 koncesji o łącznej powierzchni 55 495 km<sup>2</sup> (tabela 1.). Oprócz tego PGNiG posiadało 203 koncesje eksploatacyjne na wydobywanie ropy i gazu. Wytypowano nowe rejon poszukiwań, do których zaliczono Syneklizę Bałtycką, obszary Lubelskiego, Karpat czy Gór Świętokrzyskich (rys. 2.).

Generalnie, w Polsce przyjęto – za P. Karnkowskim – istnienie pięciu prowincji naftowych: Gdańsk, Pomerania (północno-zachodnia Polska), Wielkopolska, Lublin i Małopolska (rys. 3.). Równocześnie wytypowano najbardziej pro-

Rys. 1. Rejon koncentracji prac i znaczących odkryć w ostatnich latach



Tabela 1. Stan koncesji poszukiwawczych w 2003 roku

Nr	Rejon geologiczny	Liczba koncesji	Powierzchnia [km <sup>2</sup> ]
1	Karpaty	13	6102,0
2	Przedgórze Karpat	22	9684,0
3	Niecka Miechowska	1	455,3
4	Niecka Mogileńsko-Łódzka	1	973,6
5	Monoklina Przedsudecka	30	21 621,6
6	Niecka Szczecińska	3	2585,2
7	Wał Pomorski	9	5291,8
8	Niecka Lubelska	6	4271,0
9	Synekliza Bałtycka	5	4284,0

Rys. 2. Nowe rejon poszukiwań



duktywne formacje geologiczne (rys. 4.). Warto również spojrzeć na kształtowanie się zasobów węglowodorów w Polsce od 1945 do 2003 roku. W przypadku gazu widać gwałtowny przyrost zasobów w latach 1960–1980 (rys. 5.),

Tabela 2. Nakłady na poszukiwania i inwestycje w latach 2004–2006

Lata	Poszukiwania [mIn zł]	Inwestycje [mIn zł]
2003	450	240
2004	460	240
2005	550	332
2006	550	322

Łączna powierzchnia 90 koncesji poszukiwawczych PGNiG SA – 55 499 km<sup>2</sup>



a potem powoli, ale systematycznie ich wielkość maleje (rys. 5., rys. 7.), mimo systematycznego wzrostu nakładów na poszukiwania i inwestycje (tabela 2.). Inaczej wyglądało to w przypadku zasobów ropy naftowej (rys. 6.). Gwałtowny wzrost nastąpił tu w latach 1996–2003.

Warto przyjrzeć się przyrostom zasobów i wydobycia w latach 2001–2006 (tabela 3.). W przypadku gazu ziemnego wyraźnie widać malejące przyrosty z wyjątkiem 2006 roku, ale jest to związane z przewidywanymi do udokumentowania zasobami w 2007 roku. Skutkowało to od 2003 roku współczynnikiem odbudowy zasobów poniżej 1,1, co oznacza realny spadek zasobów gazu ziemnego (tabela 3.). W przypadku ropy naftowej było znacznie lepiej, ale wynika to z szybkiego wzrostu jej zasobów w latach 1996–2003 (rys. 6.).

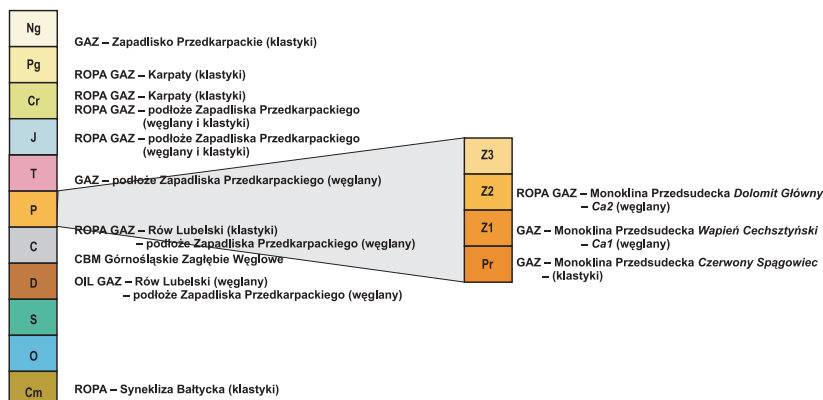
Mimo zmian zachodzących w zakresie przyrostu czy spadku zasobów, wydobycie gazu ziemnego w ostatnich kilkunastu latach utrzymywało się na poziomie około 4 mld m<sup>3</sup> (tabela 4.). W przypadku ropy naftowej po wyraźnym wzroście wydobycia w latach 1999–2005 ustabilizowało się ono na poziomie około 500 tys. ton rocznie. Wszystko wskazuje na to, że wyraźny wzrost wydobycia ropy naftowej nastąpi w 2013 roku – ze względu na rozpoczęcie produkcji na złożu Skarv Snadd Idun w Norwegii i rozpoczęciu wydobycia na złożu LMG. Dotyczy to również gazu ziemnego. W związku z tym przewiduje się, że w najbliższym czasie wydobycie gazu ziemnego przekroczy 5 mld m<sup>3</sup>, a ropy naftowej 1 mln ton.

W 2008 roku opracowano strategię rozwoju PGNiG SA do roku 2015. Przewidywała ona wzrost nakładów finansowych na poszukiwanie konwencjonalnych złóż węglowodorów i w związku z tym wzrost wydobycia gazu ziemnego do poziomu 6,2 mld m<sup>3</sup>, w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

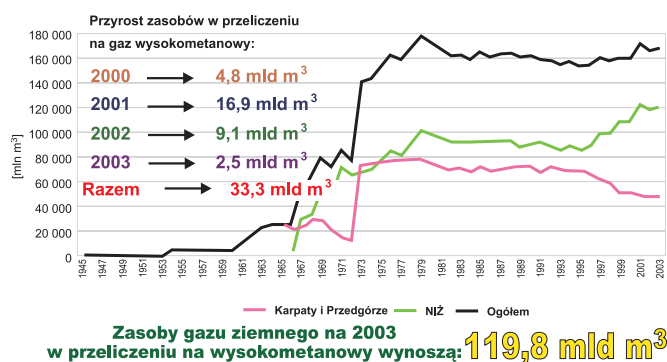
Rys. 3. Prowincje w Polsce



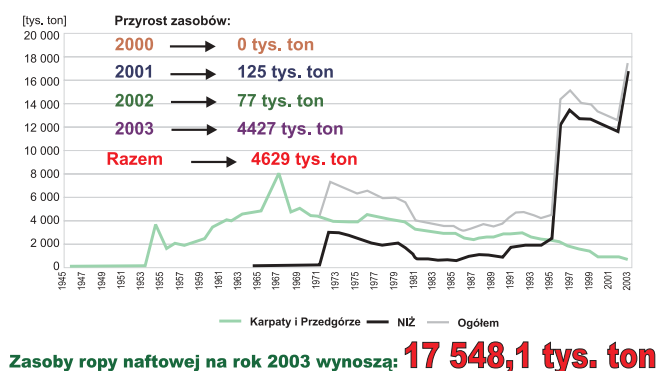
Rys. 4. Główne formacje produktywne



Rys. 5. Zasoby gazu ziemnego w Polsce od 1945 do 2003 z podziałem na regiony



Rys. 6. Zasoby ropy naftowej w Polsce od 1945 do 2003 z podziałem na regiony

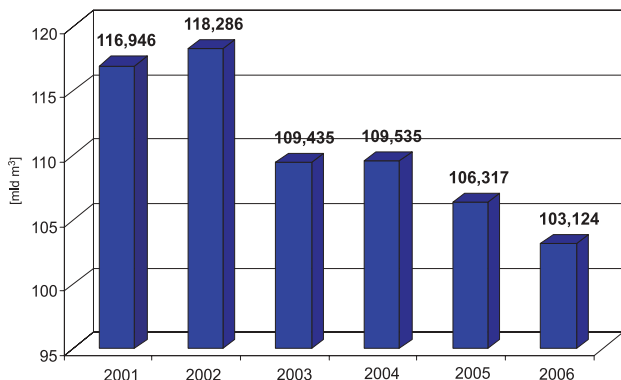


wy, oraz wydobycie ropy naftowej do poziomu 1,8 mln ton. W latach 2011–2012 strategię tę rozszerzono o udział w poszukiwaniu złóż gazu niekonwencjonalnego. Przedstawione powyżej wielkości wydobycia obejmują zarówno wydobycie krajowe, jak i na pozyskanych przez PGNiG SA koncesjach zagranicznych. Uwzględniono przy tym rozkład potencjału zasobowego dla węglowodorów w Polsce (rys. 8.).

Do 1990 r. zasoby prognostyczne w Polsce były szacowane metodą objętościową. Według tych obliczeń, wykonywanych przez Państwowy Instytut Geologiczny, zasoby te wynosiły około 665 mld m<sup>3</sup> gazu (S. Depowski 1984 r.).

Począwszy od 1992 r. w Instytucie Nafty i Gazu i Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie rozpoczęto obliczanie

Rys. 7. Stan zasobów gazu ziemnego w latach 2001–2006



Rys. 8. Rozkład potencjału zasobowego w Polsce

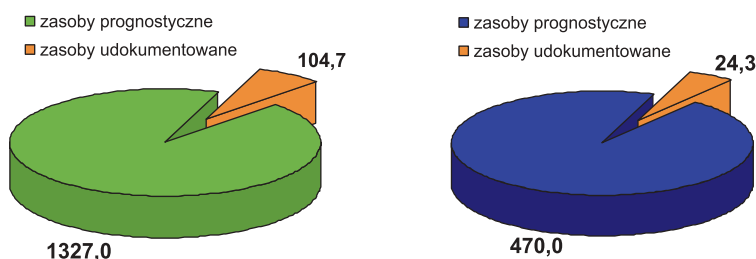


Tabela 3. Przyrosty zasobów i wydobycia w latach 2000–2006

Rok	Przyrosty zasobów*		Wydobycie		Współczynnik odbudowy zasobów	
	gaz ziemny (mln m³)	ropa naftowa (tys. t)	gaz ziemny (mln m³)	ropa naftowa (tys. t)	gaz ziemny	ropa naftowa
2000	4 063	0	3 802	343	1,07	0,00
2001	13 197	96	3 973	470	3,32	0,20
2002	6 234	951	4 035	453	1,54	2,10
2003	2 777	4 400	4 059	497	0,68	8,85
2004	2 394	2 897	4 327	624	0,55	4,64
2005	815	2 995	4 312	593	0,19	5,05
2006	4470**	413**	4 277	518	1,04	0,80

\* Przyrosty zasobów według stanu na koniec danego roku.

\*\* Przyrosty wraz z planowanymi do udokumentowania w 2007 roku według stanu na koniec 2006 roku.

Tabela 4. Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej GK PGNiG SA w latach 1999–2012

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Wydobycie gazu [mld m³]	3,6	3,8	4,0	4,0	4,1	4,3	4,3	4,3	4,3	4,1	4,1	4,2	4,3	4,3
Wydobycie ropy naftowej [tys. t]	186	340	470	468	497	624	618	530	522	496	504	501	455	478

zasobów prognostycznych metodą genetyczną. Po raz pierwszy zastosowano geodynamiczną analizę basenów sedymentacyjno-naftowych. Jest ona podstawową metodą oceny tych zasobów w kategorii nieodkrytego potencjału węglowodorowego. Analiza ta wiązała w ujednoczonym układzie fizycznym geodynamiczne warunki powstawania formacji naftowej, tj. układu skał macierzystych, zbiornikowych i uszczelniających, z termodynamicznymi warunkami tworzenia faz węglowodorowych i ich migracji prowadzącej

do akumulacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Wielkości pierwotnych zasobów prognostycznych dla obszaru Polski – według ocen niezależnych placówek naukowo-badawczych – szacuje się na około:

- 1590 mld m³ gazu ziemnego.

Po pomniejszeniu tych zasobów o sumaryczne wydobycie gazu ziemnego oraz o aktualny stan udokumentowanych zasobów ustalono wielkości nieodkrytego potencjału wydobyczego (*Undiscovered Potential Reserves*), tj. aktualnych zasobów prognostycznych do odkrycia, które według stanu na 31.12.2006 r. wynoszą dla Polski około:

- 1300 mld m³ gazu ziemnego.

Nie uwzględnia to zasobów prognostycznych niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego, które obecnie nie są jeszcze ostatecznie udokumentowane. Ich oszacowanie podane przez różne instytucje jest następujące:

- 5300 mld m³ – zasoby wydobywane według US Energy Agency,
- 3000 mld m³ – zasoby wydobywane według ARI,
- 1920 mld m³ – zasoby wydobywane według PIG (maksymalna wartość),
- 1400 mld m³ – zasoby wydobywane według Wood Mackenzie,
- 1150 mld m³ – zasoby wydobywane według Rystad Energy,
- 768 mld m³ – zasoby wydobywane według PIG (najbardziej prawdopodobna wartość),
- 346 mld m³ – zasoby wydobywane według PIG (minimalna wartość).

W podsumowaniu należy stwierdzić, iż pomimo wielu w ostatnich latach niepowodzeń w zakresie poszukiwania nowych złóż węglowodorów przyjdzie – podobnie jak w latach 70. ub.w. – moment, że nastąpią seryjne odkrycia złóż o znaczących dla polskiej gospodarki zasobach. Sprzyja temu fakt, że oceniany przez naszych

geologów, a także specjalistów z zagranicy, potencjał zasobowy Polski jest wysoki.

W artykule nie zaprezentowano danych dotyczących firm spoza Grupy Kapitałowej PGNiG SA, które w sposób zasadniczy nie zmieniłyby – moim zdaniem – obrazu działalności branży poszukiwawczo-wydobywczej w Polsce.

**Autorzy są pracownikami Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH.**

# Magazynowanie gazu w Polsce – kluczowe zmiany i perspektywy na przyszłość

Joanna Kijas

Segment magazynowania gazu w Polsce, podobnie jak cały rynek gazu, przeszedł w ostatnich latach istotne zmiany. Dotyczyły one rodzaju i zasad świadczenia usług oraz wielkości dostępnych pojemności magazynowych.

Jednocześnie znaczącej zmianie uległa struktura organizacyjna funkcjonowania podziemnych magazynów gazu (PMG), czego najlepszym dowodem jest fakt, iż od połowy 2012 roku usługi magazynowania świadczone są już przez Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o. (OSM), a nie – jak dotychczas – przez PGNiG SA. Wiele zmian już się dokonało, ale to wcale nie oznacza, że nadchodzące lata będą spokojniejsze. OSM, jako główny gracz na rynku usług magazynowania, będzie musiał dostosować swoją strukturę organizacyjną i ofertę produktową do wielu zmian zachodzących na krajowym rynku gazu. Dotychczas magazyny były postrzegane jako ten element systemu gazowego, którego głównym zadaniem było zapewnienie ciągłości dostaw gazu w okresie jego wzmożonego zużycia, czyli w zimie. Rola PMG – jako elementu infrastruktury krytycznej, dbającej o szeroko rozumiane bezpieczeństwo energetyczne kraju – na pewno nadal pozostanie niezwykle istotna, jednak wydaje się, że na znaczeniu będzie zyskiwać również czysto komercyjny aspekt funkcjonowania magazynów. To przede wszystkim PMG mają za zadanie zapewnić elastyczność w systemie gazowym. Opierając się na doświadczeniach rozwiniętych rynków, można stwierdzić, że to właśnie ta cecha magazynów będzie coraz częściej poszukiwana przez graczy rynkowych na rodzącym się wolnym rynku gazu w Polsce.

## PODZIEMNE MAGAZYNY GAZU W POLSCE

Właścicielem wszystkich podziemnych magazynów gazu w Polsce był, i cały czas jest, PGNiG SA. Obecnie w Polsce działa 6 PMG w systemie gazu wysokometanowego. Podziemne magazyny gazu zlokalizowane są w południowo-wschodniej części Polski w województwie podkarpackim (PMG Brzeźnica, PMG Husów, PMG Strachocina) i małopolskim (PMG Swarzędz), w Polsce południowo-zachodniej w województwie dolnośląskim (PMG Wierzchowice) oraz na północy Polski w województwie kujawsko-pomorskim

(KPMG Mogilno). Zdecydowana większość tych magazynów to magazyny w wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego. W polskim systemie gazowym funkcjonuje tylko jeden magazyn kawernowy, tj. KPMG Mogilno. Pojemność czynna wszystkich obecnie działających magazynów wynosi ponad 1,8 mld m<sup>3</sup>, jednak realizowany przez PGNiG SA program inwestycyjny sprawi, iż wartość ta powinna wzrosnąć o około 50% do 2016 roku.

## ZMIANY STRUKTURALNE W OSTATNICH LATACH

Aksesja Polski do Unii Europejskiej wywołała dużo, niezadko głębokich zmian w wielu gałęziach krajowej gospodarki. Konieczność dostosowania krajowego porządku prawnego do reguł wspólnotowych często gruntownie „przewracała” struktury funkcjonowania poszczególnych branż. Nie inaczej było w sektorze gazowym w Polsce. O ile w latach 2005–2007 przeobrażanie dotyczyło głównie przesyłu i dystrybucji gazu, to pierwszej dużej zmiany w segmencie magazynowania dokonano dopiero na przełomie 2008 i 2009 roku, kiedy to PGNiG SA został wyznaczony na operatora systemu magazynowania. Impulsem do tej zmiany była implementacja II dyrektywy gazowej<sup>1</sup>. Operacyjnie działalność magazynowa była prowadzona przez specjalnie w tym celu powołany oddział PGNiG SA pod nazwą Operator Systemu Magazynowania.

Rozpoczęcie przez PGNiG SA działalności w charakterze operatora magazynowego było swego rodzaju „małą rewolucją” na krajowym rynku gazu, szczególnie że wiązało się to z udostępnieniem w ramach TPA ponad 600 mln m<sup>3</sup> pojemności magazynowych. Jednak już wtedy było w zasadzie przesądzone, że kolejne przekształcenia organizacyjne będą nieuniknione. Podobnie jak poprzednio, motorem zmian była Komisja Europejska, która w drugiej połowie 2009 roku doprowadziła do formalnego przyjęcia III pakietu energetycznego, w tym III dyrektywy gazowej<sup>2</sup>. O ile poprzednia dyrektywa wprowadziła funkcjonalne wydzielenie działalności magazynowej, o tyle w III pakiecie struktura organizacyjna operatorów systemu magazynowania została zrównana z operatorami dystrybucyjnymi, czyli wprowadziła prawne wydzielenie OSM.

W efekcie, pod koniec 2010 roku PGNiG SA powołało niezależną spółkę Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.

(OSM Sp. z o.o.) i rozpoczęło postępowanie przed prezesem URE, mające na celu wyznaczenie nowo powołanego podmiotu. Procedury administracyjne, których celem było uzyskanie koncesji i wyznaczenie nowej spółki operatorem, trwały ponad rok i zakończyły się pod koniec pierwszej połowy 2012 roku. W efekcie, od 1 czerwca 2012 roku na polskim rynku gazu działa niezależny Operator Systemu Magazynowania. Jednocześnie, co istotne, wydzielając niezależnego operatora, PGNiG SA doprowadził do sytuacji, w której segment magazynowania w strukturach GK PGNiG funkcjonuje zgodnie z zapisami III dyrektywy gazowej.

## OFERTA W ZAKRESIE USŁUG MAGAZYNOWANIA

Przekształcenia organizacyjne nie były jedynym efektem implementacji postanowień III pakietu energetycznego. Celem wprowadzanych przepisów było nie tylko zagwarantowanie niedyskryminacyjnego dostępu do infrastruktury, czemu miało służyć prawne wydzielenie OSM, ale również uelastycznienie i dostosowanie do wymogów rynkowych oferty produktowej operatorów magazynowych. Dokumentem wyznaczającym kierunki zmian w tym zakresie było rozporządzenie w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego, znanej jako rozporządzenie 715<sup>3</sup>. Jest to podstawowy akt prawa wskazujący, jakie rodzaje usług magazynowania zobowiązany jest świadczyć każdy OSM działający na terenie Unii Europejskiej.

W celu dostosowania się do nowych ram regulacyjnych, OSM (działając jeszcze jako oddział PGNiG SA) przeanalizował ofertę usług magazynowania świadczonych przez innych europejskich operatorów magazynowych. Ze względu na podobieństwo obowiązujących regulacji, w analizie uwzględnione zostały duże rynki gazowe (tj. Wielka Brytania, Francja, Niemcy, Austria i Dania) oraz Czechy i Węgry. Badaniem objęto 9 głównych graczy na rynku magazynowania gazu w Unii Europejskiej, posiadających magazyny o parametrach technicznych zbliżonych do instalacji występujących w Polsce.

Po przeprowadzeniu analizy okazało się, że nie istnieje jeden wzorcowy model w zakresie katalogu świadczonych usług magazynowania. W rezultacie, zmodyfikowana oferta produktowa OSM bazowała na wybranych rozwiązaniach stosowanych wśród europejskich OSM. Kryterium doboru poszczególnych produktów były – z jednej strony – zgodność z wymogami regulacyjnymi, a z drugiej – techniczne możliwości instalacji, którymi dysponował PGNiG SA. W efekcie, w zmodyfikowanej ofercie znalazły się usługi długo- i krótkoterminowe, ciągłe i przerywane, w formie

Rys. 1. Mapa OSM uwzględnionych w analizie benchmarkingowej



Źródło: opracowanie własne.

pakietu<sup>4</sup> oraz usług rozdzielonych<sup>5</sup>. Nowe produkty magazynowe zostały dostosowane do specyfiki poszczególnych instalacji magazynowych funkcjonujących w Polsce i odmiennej charakterystyki technicznej każdej z nich. Oznaczało to, że klientom zaoferowano odmienne produkty na każdej instalacji magazynowej.

Wcześniej oferta OSM obejmowała możliwość świadczenia usług wyłącznie w formie pakietu w instalacjach magazynowych KMPG Mogilno oraz Wirtualnej Instalacji Magazynowej, obejmującej PMG Wierzchowice i PMG Husów. Pierwsza taryfa w zakresie usług magazynowania, dostosowana do rozporządzenia 715, zaczęła obowiązywać po zatwierdzeniu przez prezesa URE od 1 grudnia 2011 roku.

Dostosowanie się do rozporządzenia 715 nie oznaczało jednak końca zmian w zakresie oferty handlowej operatora. Najnowsza modyfikacja w tym zakresie dotyczy samego

Rys. 2. Inwestycje w infrastrukturę PMG w Polsce



Źródło: opracowanie własne.

charakteru usług magazynowania i uwarunkowana była koniecznością dostosowania się OSM do zatwierdzonej decyzją prezesa URE z 24 lipca 2012 roku „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej” (IRiESP) Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. Nowa IRiESP zmieniła charakter usług magazynowania świadczonych przez OSM ze *stricte* magazynowego na ściśle powiązany ze świadczeniem usług przesyłania – wprowadzając w segmencie magazynowania usługi połączone. W efekcie, można śmiało powiedzieć, iż Polska – wprowadzając do segmentu magazynowego usługi połączone – stała się pionierem w UE, gdyż tego typu usługi są wciąż rzadkością w ofertach europejskich OSM.

## ROLA MAGAZYNÓW – CZY CZEKAJĄ NAS ZMIANY?

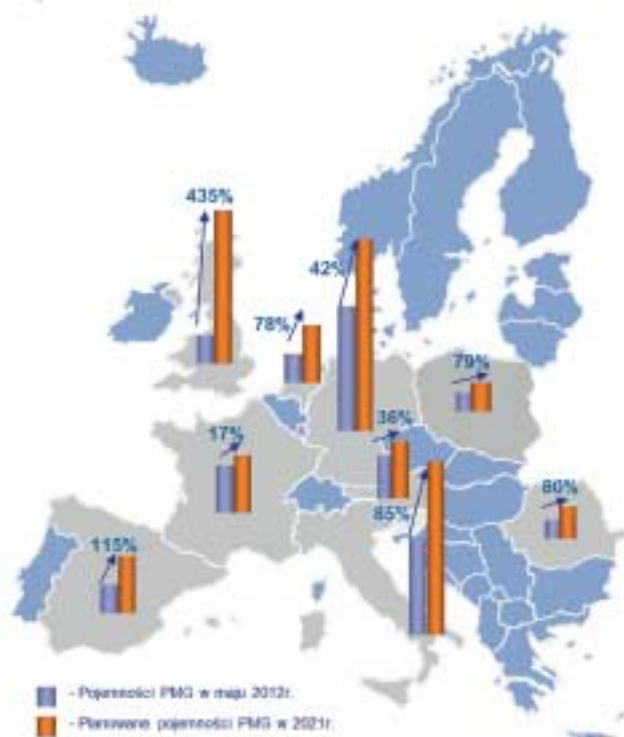
Zdecydowana większość magazynów w Polsce to magazyny w częściowo wyeksploatowanych złożach ropy naftowej i gazu ziemnego – tzw. magazyny złożowe. Cechą charakterystyczną tych magazynów jest zdolność do wykonywania zazwyczaj tylko jednego cyklu napełniania i odbioru w ciągu roku. Drugim typem magazynów występujących na terenie Polski są magazyny w kawernach solnych. Magazyny te charakteryzuje zdolność do wykonywania wielu cykli napełniania i odbioru w ciągu roku, a więc dużo wyższa elastyczność pracy. Są one wprawdzie droższe w budowie i utrzymaniu od magazynów złożowych, ale za to zdecydowanie bardziej efektywne w równoważeniu krótkotrwałych wahań popytu. W Polsce funkcjonuje obecnie tylko jeden magazyn kawernowy, tj. KPMG Mogilno, kolejny jest jednak w budowie (KPMG Kosakowo). O ile więc obecnie udział pojemności magazynów kawernowych w całości pojemności magazynowych na terenie Polski wynosi 23%, to w perspektywie do roku 2021 w wyniku prowadzonych inwestycji ma on wynieść 32%.

Polska nie jest odosobniona, jeśli chodzi o kwestię wzrostu skali inwestycji w infrastrukturę magazynową. W całej Europie obserwuje się podobny trend.

Kluczowym aspektem dla tak wysokiego poziomu nakładów inwestycyjnych w infrastrukturę magazynową jest jej niezwykle istotna rola w zapewnianiu bezpieczeństwa energetycznego. Do dziś w Polsce jednym z głównych czynników generujących popyt na usługi magazynowania jest ustawa o zapasach<sup>6</sup>, zgodnie z którą podmioty działające w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom muszą utrzymywać zapasy obowiązkowe gazu ziemnego. Jeśli jednak przyjrzeć się dokładniej trendom występującym na rynkach europejskich, obok tradycyjnej roli magazynów jako gwaranta bezpieczeństwa energetycznego, można dostrzec również inną, zyskującą na znaczeniu, rolę, tj. aktywa, dzięki którym wygenerować można dodatkową marżę.

W ostatnich kilku latach na europejskich rynkach gazu obserwuje się dynamiczny spadek spreadów sezonowych, czyli różnicy pomiędzy ceną gazu latem i zimą. Przyczyną tego jest m.in. ogólny wzrost pojemności magazynowych w Europie w wyniku prowadzonych inwestycji. W efekcie

Rys. 3. Rozbudowa pojemności magazynowych w Europie

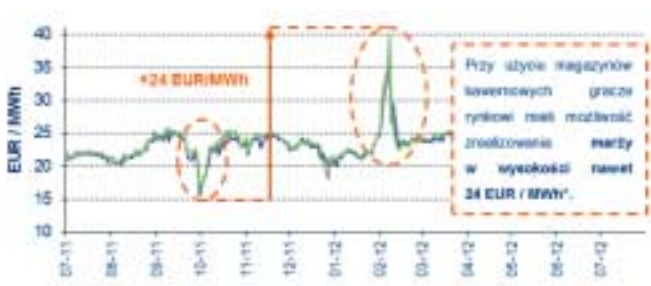


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GasInfrastructure Europe.

zwiększonych dostępnych pojemności magazynowych obserwuje się zwiększenie podaży gazu w okresie zimowym (okres odbioru), co hamuje wzrost poziomu cen gazu. Z kolei w okresie letnim (okres zatłaczania) obserwuje się zwiększony popyt na gaz, co przekłada się na wzrost poziomu cen. W rezultacie, trendy sezonowe zostają wygładzone. Dodając do tego postępujący wzrost płynności rynków gazu oraz rozwój odnawialnych źródeł energii (głównie wiatrowych, które szczególnie w okresie zimowym są najbardziej wydajne), zjawisko spadku spreadów sezonowych nie wydaje się zaskakujące.

Efektem zaś spadku spreadów sezonowych jest rosnące zapotrzebowanie na magazyny kawernowe i spadająca atrakcyjność magazynów złożowych. Dzieje się tak, dlatego że magazyny kawernowe – dzięki charakteryzującej je wysokiej elastyczności pracy – umożliwiają wykorzystywanie krótko-

Rys. 4. Fluktuacje cen gazu a potencjalne dodatkowe zyski



Źródło: opracowanie własne.

okresowych fluktuacji cenowych w celu zrealizowania dodatkowej marży. Jednocześnie klasyczny arbitraż zima/lato, który można przeprowadzić z wykorzystaniem magazynów złożowych, staje się coraz mniej opłacalny i coraz bardziej ryzykowny, a czasem wręcz niemożliwy.

W efekcie, zdecydowana większość inwestycji realizowanych obecnie w Europie dotyczy magazynów kawernowych. To one bowiem, przy obecnych tendencjach rynkowych, stają się coraz bardziej konkurencyjne, gdyż lepiej spełniają oczekiwania uczestników rynku i pozwalają wygenerować dodatkowe zyski.

Taką tendencję wykazują również inwestycje prowadzone w Polsce. PGNiG SA inwestuje obecnie nie tylko w rozbudowę KPMG Mogilno czy budowę nowego kawernowego magazynu KPMG Kosakowo. Prowadzone rozbudowy magazynów złożowych rów-

nież mają na celu podniesienie elastyczności ich pracy.

Obecnie w Polsce arbitraż z wykorzystaniem magazynów nie odgrywa jeszcze istotnej roli. Głównym czynnikiem warunkującym popyt na zdolności magazynowe w dalszym ciągu jest konieczność utrzymywania zapasów obowiązkowych. Nadal niewystarczające są również przepustowości połączeń naszego rynku z rynkami zachodniej Europy. Jednakże w obliczu tak istotnych zmian, które dokonały się w zaledwie kilku ostatnich latach, szczególnie w obliczu planowanego rozwoju hurtowego rynku gazu w Polsce i ostatnio utworzonej giełdy gazu, nie jest wykluczone, że również w Polsce magazyny będą wykorzystywane jako narzędzie optymalizacji rynkowej, umożliwiające generowanie dodatkowych zysków.

<sup>1</sup> Dyrektywa Parlamentu UE i Rady dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego

gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 98/30/WE (nr 2003/55/WE).

<sup>2</sup> Dyrektywa Parlamentu UE i Rady dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (nr 2009/73/WE).

<sup>3</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005.

<sup>4</sup> Pakiet obejmuje oferowane łącznie pojemność czynną, moc zatłaczania i moc odbioru w określonych proporcjach.

<sup>5</sup> Usługa rozdzielona oznacza, że możliwy jest zakup oddzielnie pojemności czynnej, mocy zatłaczania lub mocy odbioru.

<sup>6</sup> Ustawa z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej i gazu ziemnego oraz o zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego i zakłóceń na rynku naftowym (Dz.U. 2007 poz. 52, poz. 343 z późn. zm.).

**Joanna Kijas**

**Autorka jest prezesem zarządu Operatora Systemu Magazynowania sp. z o.o.**

# Miniona dekada w segmencie dystrybucji gazu ziemnego

**Andrzej Barczyński**

Segment magazynowania gazu w Polsce, podobnie jak cały rynek gazu, przeszedł w ostatnich latach istotne zmiany. Dotyczyły one rodzaju i zasad świadczenia usług oraz wielkości dostępnych pojemności magazynowych.

Polski sektor gazowniczy od wielu lat podlega bardzo intensywnym przemianom restrukturyzacyjnym związanym zwłaszcza z wdrażaniem zapisów dyrektywy 2003/55/WE, zwanej dyrektywą gazową.

W 2002 roku dokonano podziału pomiędzy systemem przesyłowym i dystrybucyjnym, a od 1 lipca 2007 r. nastąpił rozdział dystrybucji od obrotu (obecnie oddział handlowy). Warto podsumować dokonaną już restrukturyzację i zastanowić się nad:

- wpływem przemian restrukturyzacyjnych na działalność spółek dystrybucyjnych,
- zagrożeniami i barierami dotyczącymi sfery techniczno-prawnej, ograniczającymi rozwój operatorów systemu dystrybucyjnego,
- rozwojem spółek dystrybucyjnych w ostatnich dziesięciu latach (rozwój gazownictwa związany z budową, rozbudową gazowej sieci dystrybucyjnej oraz przyłączaniem odbiorców determinowany jest czynnikami natury technicznej, ekonomicznej oraz prawnej).

Reasumując, można stwierdzić, że po podziale systemu gazowniczego za bezpieczeństwo dostaw gazu odpowiada ją trzy różne podmioty, tj. OSD, OSP oraz oddział handlowy, a więc praktycznie odpowiedzialność ta została „rozmyta”.

Miejmy nadzieję, że dokonana analiza przyczyni się do przeprowadzenia takich zmian w branży gazowniczej, które przyspieszą jej rozwój w Polsce i pozwolą na właściwe funkcjonowanie operatorów na zliberalizowanym rynku gazu.

## 1. Podstawy prawne powstania operatorów systemu gazowniczego

Obowiązek oddzielenia **dystrybucji i przesyłu od obrotu** gazem wprowadziła dyrektywa gazowa. W notatce Dyrekcji Generalnej ds. Energii i Transportu w sprawie systemu rozdziału działalności określono, iż „w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego dostępu do sieci i uniknięcia konfliktu interesów, konieczny jest rozdział pomiędzy działalnością sieciową (naturalnym monopolem) a tymi formami działalności przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, które związane są z konkurencją na rynku, czyli wytwarzaniem i dostawą energii”.

Natomiast szczegółowe zasady **wydzielania operatorów systemu przesyłowego i operatorów systemu dystrybucyjnego** określone zostały odpowiednio w dyrektywie gazowej w art. 9 „Wydzielenie operatorów systemu przesyłowego” i w art. 13 „Wydzielenie operatorów systemu dystrybucyjnego”. Zgodnie z nimi, w przypadku, gdy operator systemu przesyłowego/dystrybucyjnego stanowi część pionowo zintegrowanego przedsiębiorstwa, powinien on pozostać niezależny, przynajmniej w swej formie prawnej, organizacyjnej i podejmowaniu decyzji, od innych działań niezwiązanych z przesyłem/dystrybucją. Te przepisy nie nakładają obowiązku wyodrębnienia własności aktywów systemu przesyłowego z pionowo zintegrowanego przedsiębiorstwa.

W preambule do dyrektywy określono, iż „w celu zapewnienia efektywnego i niedyskryminacyjnego dostępu do sieci właściwe jest, aby systemy przesyłowe i dystrybucyjne były eksploatowane przez prawnie oddzielone przedsiębiorstwa, w przypadku występowania przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo. (...) Właściwe jest również, aby operatorzy systemu przesyłowego i dystrybucyjnego mieli rzeczywiste prawa do podejmowania decyzji w stosunku do aktywów koniecznych do konserwacji i remontów, eksploatacji i rozbudowy sieci, w przypadku gdy te aktywa są własnością i są eksploatowane przez przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo. Ważne jest jednak rozróżnienie pomiędzy odrębnością prawną a wydzieleniem własnościowym. Odrębność prawna nie oznacza zmiany własności aktywów i nic nie stoi na przeszkodzie, aby zachować podobne lub identyczne warunki zatrudnienia we wszystkich zintegrowanych pionowo przedsiębiorstwach”.

Ze wskazanych przepisów wynika, iż przekazanie poszczególnych składników majątkowych do operatorów systemu przesyłowego i operatorów systemu dystrybucyjnego nie zostało narzucone zapisami dyrektywy, lecz leży w gestii państw członkowskich, a także to, aby rozdział własności dokonany został z uwzględnieniem specyficznych cech systemów gazowniczych poszczególnych krajów.

Natomiast w art. 15 „Operator połączonych systemów” zapisano: „**przepisy art. 9 i art. 13 nie stanowią przeszkody dla działalności operatora połączonych systemów: przesyłu, LNG, magazynowania i dystrybucji, który jest niezależny w swej formie prawnej, organizacyjnej i podejmowaniu decyzji od innych działalności niezwiązanych z przesyłem, LNG, magazynowaniem i dystrybucją**”. Możliwość powołania **jednego operatora połączonych systemów przesyłu, dystrybucji, LNG i magazyno-**

**wania** przewiduje również ustawa „Prawo energetyczne” w art. 3 pkt 28.

## 2. Zakres działania operatora gazowego systemu dystrybucyjnego przy uwzględnieniu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu

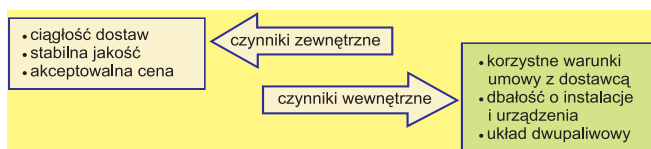
W art. 9c. 1. ustawy „Prawo energetyczne” podany jest wspólny zakres działania dla operatora systemu: dystrybucyjnego (OSD), przesyłowego (OSP), magazynowania i skraplania paliw gazowych lub operatora systemów połączonych, którzy, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, są odpowiedzialni m.in. za:

- bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych;
- zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego;
- realizację umów z użytkownikami systemu gazowego;
- prowadzenie ruchu sieciowego w sposób skoordynowany i efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania paliw gazowych i ich jakości;

Wynika stąd, że podstawowym zadaniem dla operatorów systemu, w tym dystrybucyjnego, jest zapewnienie **bezpieczeństwa dostaw gazu**.

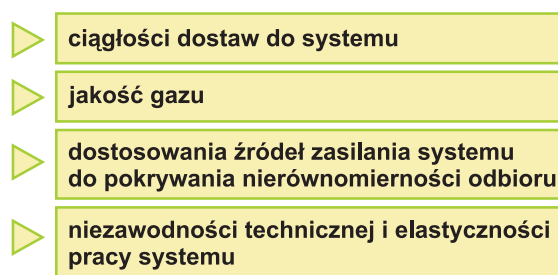
Dla odbiorcy, bezpieczeństwo dostaw to pewność zasilania i stabilność jakościowa gazu przy akceptowalnym poziomie cen (rys.1.).

Rys. 1. Bezpieczeństwo dostaw gazu dla odbiorcy



Natomiast z punktu widzenia **operatora systemu**, bezpieczeństwo transportu gazu wymaga utrzymania ciągłości dostaw gazu do systemu i dostosowania źródeł zasilania do wymagań odbiorców (jakość gazu oraz nierównomierność jego poboru) oraz prowadzenia ruchu systemu w sposób zapewniający jego niezawodność. Niezawodność pracy systemu gazowniczego jest uzyskiwana – z jednej strony – dzięki prawidłowo przeprowadzonemu procesowi inwestycyjnemu (wysoka jakość i trwałość wszystkich urządzeń wchodzących w skład sieci gazowej), a z drugiej – jest wynikiem ciągłego i skrupulatnego nadzoru, szybkości reagowania zarówno w zakresie regulacji (sterowanie ruchem systemu), jak i szybkości w usuwaniu skutków zakłóceń czy awarii.

Rys. 2. Bezpieczeństwo dostaw gazu dla OSD]



## 1. Konsekwencje podziału systemu przesyłowego i dystrybucyjnego

Struktura polskiego systemu gazowniczego różni się w znacznym stopniu od większości systemów zachodnio-europejskich. System ten został ukształtowany historycznie i był budowany jako jeden wspólny system przesyłowo-dystrybucyjny.

Najlepszym rozwiązaniem dla polskiego gazownictwa byłoby zatem powołanie, zgodnie z art. 15 dyrektywy gazowej, jednego operatora połączonych systemów przesyłu, dystrybucji i magazynowania. Możliwość powołania jednego operatora połączonych systemów przesyłu, dystrybucji, LNG oraz magazynowania, przewiduje również ustawa „Prawo energetyczne” w art. 3 pkt 28.

Z tej możliwości jednak nie skorzystano i dokonano rozdzielania na odrębne przedsiębiorstwa, przy czym podziału dokonano z naruszeniem przede wszystkim aspektów technicznych (brak spójnej i w miarę logicznej definicji systemu dystrybucyjnego i przesyłowego).

Powyższe rozdzielanie spowodowało następujące konsekwencje:

- powstanie pomiędzy przesyłem i dystrybucją ogromnej liczby punktów rozliczeniowych (jest ich nawet kilkadziesiąt razy więcej niż w innych systemach europejskich),
- OSD nie jest wyposażony w pierścieniowe regionalne gazociągi wysokiego ciśnienia czy lokalne zbiorniki gazu, tak jak operatorzy w innych krajach europejskich, co ogranicza w dużym stopniu sterowanie systemem i jego proste bilansowanie,
- przejęcie przez OSP gazociągów wysokiego ciśnienia, spełniających funkcje regionalnych (lokalnych) gazociągów dystrybucyjnych (dotyczy to np. gazociągów zasilanych bezpośrednio z kopalni gazu ziemnego zaazotowanego),
- wzrost biurokracji z powodu konieczności zawierania wielu umów techniczno-prawnych pomiędzy OSD i OSP.

Wszystko to prowadzi do generowania ogromnych kosztów związanych z koniecznością obsługi tak „pokierszowanego” systemu transportu gazu, rozbudowy bardzo skomplikowanej bazy informatycznej i – w konsekwencji – do zmniejszenia pewności zasilania.

**Obecnie próbuje się naprawić tę sytuację, jednak bez konsekwencji w działaniu i troski o minimalizowanie kosztów tego podziału.**

Najlepiej to widać na przykładach dotyczących następujących kwestii:

- własności stacji redukcyjnych wysokiego ciśnienia,
- nawaniania gazu,
- układów pomiarowych,
- regionalnych systemów gazu ziemnego zaazotowanego.

### 1.1 Zagadnienie własności stacji redukcyjnych wysokiego ciśnienia

Tylko część stacji redukcyjnych wysokiego ciśnienia (SR w/c) jest własnością OSD, mimo że są one integralną częścią systemu dystrybucyjnego. Za przekazaniem wszystkich SR w/c

do OSD przemawiają podane poniżej aspekty prawne, techniczne i ekonomiczne:

#### ● aspekty prawne

Zgodnie z art. 3 pkt 11a) oraz 11b) w powiązaniu z art. 3 pkt 24 ustawy „Prawo energetyczne” operator systemu przesyłowego (OSP) powinien zajmować się wyłącznie siecią wysokiego ciśnienia, a nie średniego, tymczasem większość elementów na SR w/c pracuje pod ciśnieniem średnim.

#### ● aspekty techniczne

SR w/c stanowią integralną część dystrybucyjnej sieci gazowej, ponieważ:

- są z nią połączone w sposób hydrauliczny, dlatego wszelkie zmiany parametrów pracy na wylocie stacji mają wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej i odwrotnie;
  - awaria SR w/c może spowodować zagrożenie pracy sieci dystrybucyjnej, a w skrajnym przypadku może doprowadzić do jej zapowietrzenia; w tym przypadku od sprawności działania służb eksploatacyjnych zależy stopień zagrożenia publicznego (operator systemu dystrybucyjnego posiada służby pogotowia gazowego w bezpośredniej bliskości stacji);
  - za nawanianie gazu odpowiedzialne są spółki dystrybucyjne;
  - ograniczona jest możliwość okresowej zmiany ciśnienia gazu za SR w/c w celu optymalnego wykorzystania przepustowości sieci gazowej i zmniejszenia strat na sieciach lub podczas prowadzonych prac eksploatacyjno-awaryjnych na sieci dystrybucyjnej, a także w przypadku niestandardowych wymagań odbiorcy gazu;
  - o terminach oraz zakresie prowadzenia prac remontowych, modernizacji, rozbudowy lub budowy nowej SR w/c powinien decydować właściciel sieci dystrybucyjnej (operator sieci przesyłowej powinien jedynie wydać opinię, czy istnieją techniczne możliwości zwiększenia dostaw gazu z głównego gazociągu przesyłowego);
  - posiadanie SR w/c przez spółki dystrybucyjne może doprowadzić do znacznego uproszczenia i przyspieszenia procedury podłączania nowych odbiorców do gazu.
  - ze względu na ich ogromną liczbę nie mogą w przyszłości stanowić podstawy do rozliczania z OSP;
  - posiadanie SR w/c daje w przyszłości OSD możliwości ich łączenia poprzez własną (pierścieniową) sieć w/c;
  - nieposiadanie SR w/c przez OSD powoduje zahamowanie możliwości rozwoju technicznego, np. montaż reduktorów z monitorowanym ciśnieniem gazu, zbiornika LNG dla wyrównywania nierównomierności poboru gazu.
- **względy ekonomiczne**
- przy modernizacji lub budowie nowej SR w/c OSD wnosi na rzecz OSP opłatę przyłączeniową w wysokości 100% nakładów inwestycyjnych, co nie służy oszczędnemu gospodarowaniu tymi środkami przez operatora przesyłowego;
  - modernizacja SR w/c łączy się ze stratą majątku (spółka dystrybucyjna wnosi 100% opłaty przyłączeniowej za modernizację stacji – modernizacja to



praktycznie budowa nowej SR w/c, a „stara” stacja jest likwidowana).

W innych krajach Unii Europejskiej, np. we Włoszech, tego typu SR w/c należą zawsze do operatora systemu dystrybucyjnego, a nie przesyłowego.

### 1.2 Problem własności układów pomiarowych

Bardzo duża liczba punktów pomiarowych, wynikająca z charakteru przeprowadzonego podziału systemu gazowego, generuje bardzo wysokie koszty. Polityka w tym zakresie powinna iść w kierunku stosowania jak najtańszych, ale spełniających wymagane kryteria jakości i dokładności układów pomiarowych. Wymogi te spełniają układy pomiarowe zainstalowane po stronie średniego ciśnienia, ponieważ:

- nakłady inwestycyjne budowy i koszty eksploatacyjne układów pomiarowych dla średniego ciśnienia są tańsze niż dla wysokiego,
- pomiar przy stosunkowo małych strumieniach i zmianie parametrów ciśnienia na stacjach może być dokładny jedynie wówczas, gdy jest prowadzony na średnim ciśnieniu – prowadzenie pomiarów na ciśnieniu wysokim jest celowe jedynie przy bardzo dużych przepływach gazu i w miarę stałych ciśnieniach w gazociągach przesyłowych (w Europie są to przepływy przekraczające 50 tys. m<sup>3</sup>/h, przy stabilnym ciśnieniu wlotowym),
- układy na średnim ciśnieniu mogą być wzorcowane w Polsce, natomiast układy na wysokim ciśnieniu wyłącznie w ośrodkach granicznych.

Ustawa „Prawo energetyczne” nie rozstrzyga w sposób jednoznaczny, kto powinien być właścicielem układów pomiarowych i może nim być zarówno OSP, jak i OSD. Ważne jest, aby obie strony miały możliwość dostępu do tych układów. W systemie dystrybucyjnym zastosowano już z powodzeniem takie rozwiązania, w których właścicielem układu pomiarowego jest odbiorca przemysłowy, a nie operator systemu dystrybucyjnego.

Reasumując, przy istniejącym w Polsce systemie transportu gazu  **pomiary należy generalnie prowadzić na ciśnieniu średnim**, a nie wysokim. Zgodnie z doświadczeniami innych krajów, pomiarów na wysokim ciśnieniu dokonuje się przy bardzo dużych równomiernych przepływach gazu (wysoki współczynnik wykorzystania mocy maksymalnej) i stabilnym ciśnieniu przed układem pomiarowym. Dodatkowym kryterium, decydującym o tym, czy mierzyć gaz na średnim czy na wysokim ciśnieniu, powinien być  **rachunek ekonomiczny**.

### 1.3 Zagadnienie nawaniania gazu (bezpieczeństwo publiczne)

Zasady odpowiedzialności za nawanianie gazu nie zostały w sposób jednoznaczny określone w ustawie „Prawo energetyczne”. Zgodnie z art. 9c ust. 1, zarówno OSP, jak i OSD są odpowiedzialne „za prowadzenie ruchu sieciowego z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczenia paliw gazowych i ich jakości”. Zalecenia dotyczące odpowiedzialności za proces nawaniania wynikają z zapisu zawartego w normie PN-C-04752 punkt 2.4: „jakość gazu dostarczonego z sieci przesyłowej do sieci rozdzielczej powinna być zgodna z wymaganiami określonymi w PN-C-04753 z wyją-

zeniem wymagań dotyczących nawonienia, w przypadku gdy nawanianie gazu prowadzone jest przez operatora sieci rozdzielczej”.

Z powyższych zapisów wynika, że odpowiedzialność za cały proces nawaniania gazu, począwszy od instalacji nawaniania, a skończywszy na odbiorcy gazu, ponosi albo OSP, albo OSD, w zależności od tego, kto eksploatuje instalację nawaniania gazu. Dlatego – słusznie – od ubiegłego roku wszystkie nawanianie są obsługiwane przez OSD.

### 1.4 Proponowane zmiany strukturalne w systemie transportu gazu

W celu prawidłowego ukształtowania systemu transportu gazu w Polsce i doprowadzenia go do standardów europejskich należy dokonać głębokich zmian strukturalnych w podziale majątku sieciowego pomiędzy OSP i OSD. Chodzi przede wszystkim o:

- sukcesywne przekazywanie do OSD wszystkich gazociągów wysokiego ciśnienia pełniących obecnie i w przyszłości funkcje gazociągów regionalnych (lokalnych), co pozwoliłoby na zmniejszenie liczby punktów rozliczeniowych (dodatkowo gazociągi te mogłyby pełnić funkcję niewielkich zbiorników gazu, łagodzących nierównomierność poboru gazu oraz stać się w przyszłości załącznikiem do budowy regionalnych pierścieni gazociągów o podwyższonym ciśnieniu),
- przekazanie wszystkich SR w/c zasilających sieć dystrybucyjną do OSD. Przejęcie ww. stacji przez OSD nie tylko poprawiłoby sprawność działania operatorskiego oraz bezpieczeństwo funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, ale również w sposób znaczący obniżyłoby koszty eksploatacyjne i usprawniłoby obsługę klientów.
- wydzielenie makroregionu przesyłającego gaz ziemny z lokalnych kopalni. Przykładem może tutaj być makroregion gazu Lw, znajdujący się na obszarze Niżu Wielkopolskiego (obszar pomiędzy Jarocinem a Zieloną Górą).
- budowę regionalnych pierścieni gazociągów wysokiego ciśnienia i lokalnych zbiorników gazu w systemach dystrybucyjnych. Operacja ta będzie niewątpliwie bardzo kosztowna i rozłożona na wiele lat (np. w Wielkopolskiej Spółce Gazownictwa ocenia się, że dostosowanie systemu dystrybucyjnego do standardów europejskich kosztować będzie minimum 700 mln zł według cen z roku 2008. Realizacja tych działań pozwoliłaby na:
  - ograniczenie liczby punktów rozliczeniowo-pomiarowych,
  - przyszłościowe dalsze zmniejszenie liczby punktów rozliczeniowo-pomiarowych poprzez budowę wewnętrznej struktury regionalnych gazociągów wysokiego ciśnienia,
  - budowę niewielkich zbiorników gazu „łagodzących” szczytowe pobory gazu,
  - obniżenie kosztów eksploatacji,
  - poprawę standardów obsługi klientów,
  - zwiększenie niezawodności dostaw gazu do odbiorców oraz podniesienie bezpieczeństwa publicznego.

**Takie zmiany strukturalne są niezbędne, aby polskie gazownictwo mogło w przyszłości skutecznie konkurować na zliberyzowanym europejskim rynku gazu.**

**Uwaga:** obecnie w Polsce istnieje jeden niewielki system dystrybucyjny, którego struktura w pewnym zakresie spełnia standardy europejskie. Jest to system gazu ziemnego podgrupy Ls, zlokalizowany w tzw. pasie nadmorskim (woj. zachodniopomorskie), który przedstawiono na rys. 3.

Rys. 3. Schemat systemu gazu Ls w woj. zachodniopomorskim



System ten zasilany jest z lokalnych kopalni gazu ziemnego w Górzysławiu, Karlinie, Białogardzie i Ciechnowie i wyposażony jest w gazociągi w/c i SR w/c należące do OSD oraz posiada lokalny zbiornik w Daszewie, co daje możliwość sterowania tym systemem. Niestety, w niedalekiej przyszłości, ze względu na wyczerpanie się lokalnych złóż gazu ziemnego, rejon ten zostanie przestawiony na gaz grupy E i straci w dużej mierze swoją niezależność i sterowalność.

## 2. Bariery prawno-techniczne ograniczające rozwój operatorów systemu dystrybucyjnego

### 2.1 Niezgodność rozporządzenia Rady Ministrów dotyczącego nadzoru UDT nad gazociągami z dyrektywami unijnymi

Obecnie, na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów, gazociągi o ciśnieniu powyżej 0,5 bar (0,05 MPa) i średnicy 25 mm podlegają nadzorowi Urzędu Dozoru Technicznego. Zapisy te są niezgodne z innymi krajowymi aktami prawnymi, a także z prawodawstwem unijnym, co wynika z:

- art. 86 traktatu Wspólnoty Europejskiej, który zakazuje państwom członkowskim WE, w odniesieniu do przedsiębiorstw publicznych i przedsiębiorstw, którym przyznają prawa specjalne lub wyłączne, wprowadzania lub utrzymywania jakichkolwiek środków sprzecznych z normami wytyczonymi w traktacie. Oznacza to, że państwa członkowskie nie mogą nakładać na takie przedsiębiorstwa obowiązku stanowiącego nadużycie pozycji dominującej, ograniczającego konkurencję.
- regulacji dyrektywy ciśnieniowej 97/23/WE (art. 1 pkt 3.2 dyrektywy **wyłącza rurociągi przesyłowe z zakresu jej obowiązywania**).

Tymczasem w porozumieniu pomiędzy prezesem URE a głównym inspektorem nadzoru budowlanego, spisany 25 czerwca 2007 r., przyjęto następujące zasady (sprzeczne z zasadami uznawanymi w Unii Europejskiej):

- gazociągów nie wyłącza się z dyrektywy ciśnieniowej
- nadaje się specjalne uprawnienia UDT (nadanie przedsiębiorstwu pozycji dominującej).

W związku z tym w Polsce należy niezwłocznie doprowadzić przepisy w przedmiotowym zakresie do zgodności z dyrektywami UE, tym bardziej że projektowanie, budowa i użytkowanie sieci gazowych odbywają się na podstawie ustaw „Prawo budowlane” i „Prawo energetyczne”, rozporządzeń wykonawczych oraz norm. Wprowadzenie jeszcze jednego „nadzorca” doprowadzi do dualizmu kompetencyjnego.

### 2.2 Bariery wynikające z ustawy „Prawo energetyczne”

Brak w ustawie stosownych zapisów związanych z zakazem budowy równoległych gazociągów w przypadku, gdy możliwości przepustowości istniejących gazociągów na danym terenie nie są w pełni wykorzystane. Powyższe determinuje ograniczenie rozwoju gazownictwa oraz wpływa na podniesienie kosztów eksploatacji. Brak ujęcia ww. zapisów jest sprzeczny z art. 4 ust. 4 dyrektywy gazowej, mówiącej, że „(...) państwa członkowskie mogą odmówić udzielenia kolejnego zezwolenia na budowę lub eksploatację systemu gazociągów dystrybucyjnych na każdym określonym obszarze, jeżeli takie systemy gazociągowe zostały już zbudowane lub gdy przewidywana jest ich budowa na tym obszarze oraz gdy istniejąca albo proponowana przepustowość systemu nie jest w pełni wykorzystana”.

Przykładem zapisu, który w znaczny sposób ogranicza rozwój operatora dystrybucyjnego, jest zapis w art. 7 ust. 8 pkt. 3 ustawy, mówiący o pobieraniu od przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Konsekwencją tego zapisu jest przerzucenie wszelkich obciążeń związanych z nową gazyfikacją na OSD.

W ustawie nie występują zapisy zachęcające do obniżania kosztów działalności.

Koncesje związane z działalnością operatorską powinny być wydawane przez prezesa URE na określony obszar tylko dla jednego operatora (istnienie kilku operatorów systemu dystrybucyjnego na jednym terenie w przypadku awarii sieci gazowej wpływa na wydłużenie czasu trwania akcji ratowniczej, a więc na pogorszenie bezpieczeństwa publicznego).

### 2.3 Opłaty związane z budową infrastruktury gazowniczej

Kolejną kwestią wpływającą na rozwój gazyfikacji terenów gmin jest obecna konstrukcja zapisów ustawy o podatkach lokalnych oraz ustawy o drogach publicznych wraz z późniejszymi zmianami. Prawna podstawa możliwości pobrania przez gminy maksymalnej stawki podatku od nieruchomości (2% wartości początkowej sieci gazowej) bądź maksymalnej stawki opłaty za umieszczenia gazociągu w pasie drogowym (200 zł/m<sup>2</sup> rzutu poziomego rurociągów) stanowi barierę dla przyszłej rozbudowy sieci gazowej. W skrajnym przypadku (dla 200 zł/m<sup>2</sup>) wysokość rocznej opłaty za umieszczenie gazociągu w pasie drogowym może wynosić aż **29,6%** wartości inwestycyjnej budowy gazociągu. Obniżenie ww. stawki podatku bądź opłaty w istotny sposób wpływa na koszty eksploatacji sieci gazowej, a tym samym na efektywność inwestycji.

Obecna konstrukcja podatku od nieruchomości skłania gminy do działań „nieracjonalnych”, tzn. wydawania zgody na budowę jak największej liczby gazociągów budowanych przez różne przedsiębiorstwa energetyczne, bez względu na stopień obciążenia (wykorzystania) istniejących sieci gazowych. Efektem tego jest ograniczenie rentowności istniejących sieci gazowych, co z kolei prowadzi do wzrostu kosztów usługi dystrybucyjnej. Dlatego należałoby zmienić zapisy tej ustawy, aby podatek od nieruchomości był liczony nie od wartości inwestycji, ale ilości sprzedawanego gazu, tak jak to jest praktykowane w innych krajach UE.

Ponadto, obowiązująca ustawa o drogach publicznych w dużym stopniu utrudnia uzyskanie zgody na lokalizację gazociągów w pasie drogi. Dlatego proponuje się wprowadzenie do ww. ustawy następujących zmian:

- w pasie drogowym można umieszczać infrastrukturę podziemną, w tym gazociągi;
- budowa obiektów budowlanych o charakterze liniowym, będących nośnikami mediów, powinna być uważana za przypadek szczególny, czyli inwestycję użyteczności publicznej;
- przy budowie, przebudowie lub remoncie drogi koszty przełożenia gazociągu powinien ponosić zarządca drogi, a nie właściciel infrastruktury, niezależnie od okresu jego umieszczenia w pasie drogowym;
- zlikwidowanie opłat za umieszczenie infrastruktury technicznej niezwiązanej z potrzebami zarządzania drogami (art. 43 ustawy o drogach publicznych).

Mając powyższe na uwadze, ustawę o drogach publicznych należy uznać za sprzeczną z przyjętym 4 stycznia 2005 r. przez Radę Ministrów dokumentem „Polityka energetyczna Polski do 2025 roku”, w którym znajduje się m.in. zapisy o konieczności stworzenia rozwiązań systemowych dla znoszenia barier w rozwoju infrastruktury sieciowej, o stosowaniu paliw bardziej przyjaznych środowisku oraz o znoszeniu barier w rozwoju infrastruktury sieci dystrybucyjnych.

Ponadto, bardzo ważne jest uregulowanie w sposób jednoznaczny wysokości odszkodowania (lub wynagrodzenia według kodeksu cywilnego) za służebność przesyłu. Powinna ona być ustalana nie przez właściciela infrastruktury przesyłowej ani nie przez właściciela/użytkownika wieczystego gruntu, ale odgórnie – przez odpowiedni organ administracji państwowej na szczeblu województwa lub ministerstwa, z zastosowaniem odpowiednich kryteriów.

Następnym istotnym utrudnieniem dla właścicieli sieci gazowych (gazociągów w/c) są wprowadzane przez gminy zmiany w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego dotyczące przeznaczenia gruntu, na którym wybudowany został gazociąg (zmiana przeznaczenia gruntu z rolnego na grunty pod budownictwo mieszkalne lub aktywizację gospodarczą). Prowadzi to do znacznego podniesienia wysokości odszkodowań za służebność przesyłu. Dlatego należy wprowadzić zakaz takiego postępowania lub – w przypadku zaistnienia takiego faktu – koszty tej decyzji powinna ponosić gmina, a nie właściciel sieci gazowej.

## 2.4 Niespójność krajowych przepisów z normami europejskimi

Krajowe przepisy nie nadążają za wprowadzanymi w Polsce normami europejskimi, co często hamuje rozwój gazownictwa w Polsce. Przykładem może być zapis podany w § 157 pkt 2 rozporządzenia ministra infrastruktury z 12 kwietnia 2002 r., zgodnie z którym ciśnienie gazu w instalacji w budynku nie może być wyższe niż 5 kPa (50 mbar). Tymczasem wprowadzona do Polski norma PN-EN 1775 zezwala na wprowadzenie do instalacji w budynkach mieszkalnych, komercyjnych i obiektach użyteczności publicznej gazu o ciśnieniu roboczym równym nawet 5 bar. W związku z tym, że wyższym aktem prawnym jest rozporządzenie ministra, nie można obecnie montować w budynkach urządzeń energetycznych wymagających wyższych ciśnień niż 5 kPa, np. agregatów kogeneracyjnych.

Takich przykładów można podać znacznie więcej.

## 3. Rozwój OSD w okresie dziesięciolecia

Pomimo licznych barier i ograniczeń wynikających z niekorzystnych dla branży gazowniczej zapisów w różnych aktach normatywnych oraz konsekwencji z tytułu podziału majątku sieciowego na przesył i dystrybucję, spółki dystrybucyjne w ostatnich dziesięciu latach rozwijają się w sposób niezwykle dynamiczny.

Z informacji podanych ostatnio przez Zarząd GK PGNiG, wynik operacyjny segmentu „dystrybucja” w 2012 roku zwiększył się o 12 proc. w stosunku do roku poprzedniego i osiągnął 878 mln zł. Ten istotny wzrost był możliwy m.in. dzięki rosnącemu o 5 proc. wolumenowi dystrybuowanego gazu, a także wzrostowi taryf dystrybucyjnych w lipcu 2011 roku o średnio 1,7 proc. Zwiększenie wolumenu dystrybucji wynikało z przyrostu zużycia gazu wśród odbiorców domowych i mniejszych zakładów przemysłowych, podłączonych do sieci dystrybucyjnej, związanego z niższymi niż rok wcześniej temperaturami odnotowanymi okresowo w I i IV kwartale 2012 roku, a także z pozyskania nowych klientów, w tym również na dystrybucji gazu koksowniczego.

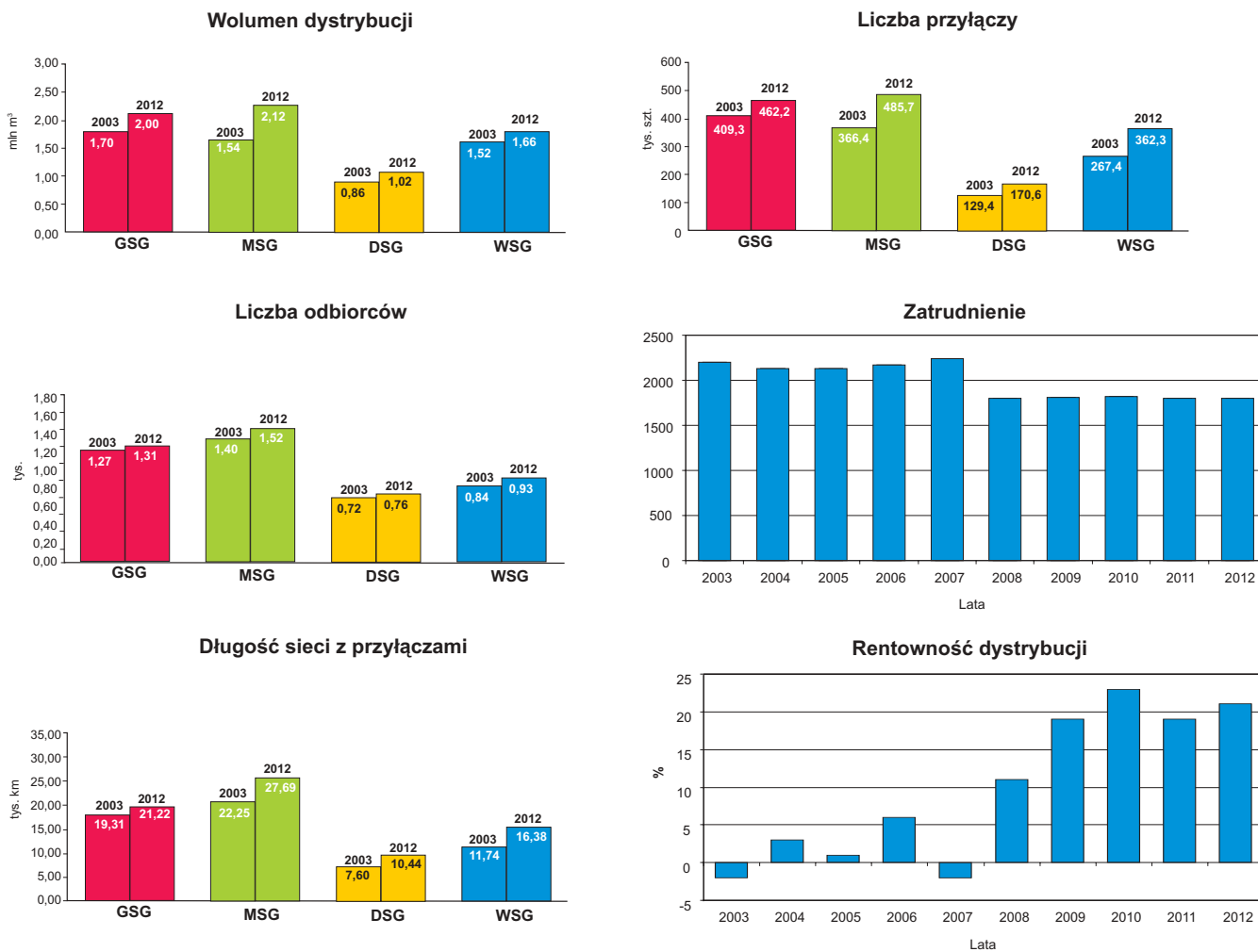
Na przykładzie czterech spółek dystrybucyjnych, tzn. Górnośląskiej (GSG), Mazowieckiej (MSG), Dolnośląskiej (DSG) i Wielkopolskiej (WSG) na rys. 4. przedstawiono zmiany, które dokonały się w ostatnich dziesięciu latach w sferze:

- wolumenu paliwa gazowego przesyłanego siecią gazową,
- liczby odbiorców,
- długości sieci gazowej,
- liczby przyłączy,
- zatrudnienia (tylko dla WSG),
- rentowności działalności spółki (tylko dla WSG).

We wszystkich wymienionych parametrach widoczny jest postęp, tzn. wzrost m.in.:

- wolumenu gazu od 10 do 37%;
  - liczba odbiorców z 3,3 do 10,7%;
  - długości sieci z 8,7 do 39,5% (przejęto gazociągi w/c);
  - liczby przyłączy od 13 do 35,5%
  - rentowności z -2 do +18% (dot. WSG),
- przy czym mimo znacznego zwiększenia majątku sieciowego, nie wzrosła liczba zatrudnionych pracowników.

Rys.4. Diagramy zmiany wskaźników techniczno-ekonomicznych w ostatnich dziesięciu latach na przykładzie wybranych spółek dystrybucyjnych



\*\*\*

Mimo niekorzystnych skutków związanych z podziałem systemu transportu gazu, wielu barier i niespójnych zapisów w prawodawstwie polskim w ostatnim dziesięcioleciu spółki dystrybucyjne rozwijały się w miarę dynamicznie, o czym świadczą wskaźniki techniczno-ekonomiczne podane na przykładzie Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa.

Dalsze przyspieszenie rozwoju spółek dystrybucyjnych i obniżenia kosztów obsługi systemu transportu gazu oraz usprawnienia procesu przyłączania podmiotów do sieci gazowej wymagać będzie:

- przeprowadzenia głębokich zmian strukturalnych w podziale istniejącego i przyszłego majątku sieciowego pomiędzy operatorami systemu przesyłowego i dystrybucyjnego w celu prawidłowego ukształtowania systemu transportu gazu w Polsce i doprowadzenia go do standardów europejskich;
- budowy pierścieni gazociągów wysokiego ciśnienia i lokalnych zbiorników gazu w systemach dystrybucyjnych;
- zmian niektórych zapisów w ustawach i rozporządzeniach, które powinny być zharmonizowane zarówno między sobą, jak i z dyrektywami Unii Europejskiej, tak aby stworzyć warunki do zrównoważonego rozwoju;

- usunięcia barier hamujących rozwój spółek dystrybucyjnych występujących szczególnie w:
  - o ustawie o podatkach lokalnych,
  - o ustawie o drogach publicznych,
  - o ustawie o dozorze technicznym,
  - o prawie energetycznym,
  - o aktach normatywnych dotyczących służebności przesyłu;
- rozłożenia kosztów związanych z przyłączaniem nowych odbiorców lub nowymi gazyfikacjami pomiędzy wszystkich uczestników rynku gazowego (obecnie koszty ponoszą głównie spółki dystrybucyjne);
- wydania nowego prawa energetycznego, regulującego odrębnie rynek energii elektrycznej i gazu (obecnie trwają prace nad rozdzieleniem prawa);
- sukcesywnego harmonizowania krajowych przepisów z zapisami wprowadzanych norm europejskich (polskie przepisy nie nadążają za wprowadzanymi w Polsce normami europejskimi).

**Andrzej Barczyński**

Autor jest niezależnym ekspertem rynku gazu, wykładowcą na Politechnice Poznańskiej.

# Polskie łupki to wyzwanie dla pokoleń

Andrzej Sikora

13 marca 2013 roku może stać się datą przełomową dla światowej energetyki. Tego dnia w oficjalnym komunikacie Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (JOGMEC) poinformował o sukcesie pierwszej na świecie próby wydobycia gazu z hydratów metanu, dodając, że eksploatacja znajdujących się 50 km od japońskiego wybrzeża złóż hydratów może się zacząć za 6 lat. Japończycy stają więc przed olbrzymim wyzwaniem. Geologowie zgodnie twierdzą, że takich złóż w Polsce nie będzie. Ale przed nami niewiele mniejsze wyzwanie. Nasze oczekiwania związane z gazem z łupków wymagają olbrzymich środków finansowych oraz mechanizmów wsparcia, bez których nie mamy szans realizacji programu łupkowego.

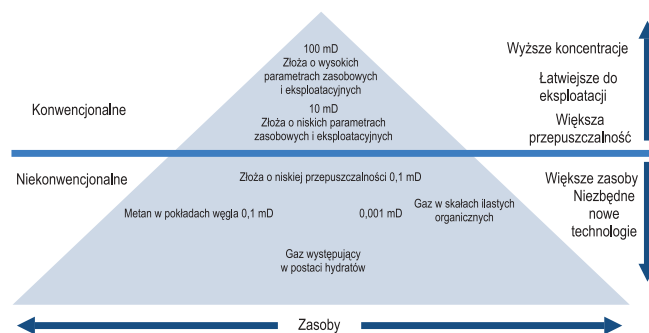
Taki komunikat oznacza, że technologia wydobycia gazu ziemnego z hydratów metanu została opanowana i kolejnym etapem jest próba jej przemysłowej implementacji i dalej – komercjalizacji. Japończycy podali także, że „wielkość tego złoża szacowana jest na ok. 1,1 bln m<sup>3</sup>”. Kontynentalne depozyty hydratów ulokowane są na Syberii i Alasce w złożach piaskowców na głębokościach do 800 metrów. Depozyty oceaniczne występują w kontynentalnym szelfie w skałach osadowych albo na styku skał i wody. Rezerwy hydratów metanu zawarte w skałach osadowych (zarówno oceanicznych, jak i kontynentalnych) zawierają – według różnych szacunków – od 2 do 10 razy więcej gazu niż obecnie znane rezerwy konwencjonalnego gazu ziemnego (ostatnie estymacje – od 1 000 000 do 5 000 000 mld m<sup>3</sup>). Oznacza to, że możliwe wydobycie tylko ok. 5% tych zasobów jest większe niż wszystkie dotychczas znane i zdefiniowane zasoby światowe gazu ziemnego konwencjonalnego. Ale dotychczasowe próby wydobywania – badania prowadzone od lat 60. ubiegłego wieku (Syberia), (1981 r. – wydobycie próbek w Gwatemali – statek wiertniczy *Glomar Challenger*) – kończyły się niepowodzeniem, choć próby jego wydobycia z dna mórz trwają od kilkunastu lat w kilku bogatych krajach, które nie skąpią środków na rozwój badań związanych z energetyką.

## NIEKONWENCJONALNE ZŁOŻA GAZU

Niekonwencjonalne złoża gazu to złoża w skałach macierzystych o znacznie mniejszej przepuszczalności (nawet 10 000 razy mniejszej!), z których wydobycie gazu jest możliwe wyłącznie po zastosowaniu specjalnych technologii. Do złóż tych zaliczamy:

- gaz z łupków (*shale gas*) – występujący w skałach łupkowych bogatych w materię organiczną.
- gaz zamknięty (*tight gas*) – to gaz uwięziony w izolowanych porach skalnych, w skałach ekstremalnie niskiej przepuszczalności.
- metan pokładów węgla (*coal bed methane*) – występuje w złożach węgla, w postaci cząsteczek gazu zaabsorbowanych przez węgiel.
- hydraty metanu (*gas hydrates*) – krystaliczne formy utworzone przez związki wody i metanu – cząsteczki gazu są otoczone przez cząsteczki wody. Hydraty gazu występują w regionach arktycznych oraz głębokowodnych strukturach osadowych. Do dziś brak było technologii ich wykorzystania.

Rys. 1. Konwencjonalne i niekonwencjonalne źródła paliw – klasyfikacja



Źródło: opracowanie własne na podstawie World Energy Outlook 2010.

„Gaz z łupków ma bardzo długą historię. Jak podaje Shirley, pierwszy komercyjny odwiert na głębokość 8 me-

trów został wykonany w Nowym Jorku w 1820 r., a początek XX wieku to odkrycia dewońskich pól gazu z łupków bitumicznych w Basenie Appalachów. W łupkach bitumicznych gaz ziemny jest absorbowany dzięki bardzo zróżnicowanym mechanizmom geofizycznym. Komercyjne uwolnienie gazu ziemnego z takich struktur wymaga posługiwania się najnowszą techniką i technologią wierceń kierunkowych i perfekcyjnego szczelinowania hydraulicznego. W konsekwencji handlowe wykorzystanie zasobów gazu z łupków zależne jest od dostępu do dużych objętości wody oraz od spełnienia ekologicznych wymogów formalnych, ale także czysto ludzkich (np. zabudowa, istniejąca infrastruktura, dodatkowo obciążona ruchem samochodowym, hałas itp.)

Ma to olbrzymie znaczenie, ponieważ na przykład z najlepiej znanego i rozpracowanego złoża gazu łupkowego Newark East w Teksasie (północno-wschodnia część stanu) wyeksploatowano w 2008 r. ponad 44 mld m<sup>3</sup> z 12 000 otworów produkcyjnych, z czego 3000 wywiercono tylko w jednym roku. Wiele z nich odwierconych zostało w bliskim sąsiedztwie siedzib ludzkich. Na tym polu eksploatacyjnym działa 200 firm wiertniczych, a 80% wydobycia pochodzi od sześciu największych operatorów. Obszar górniczy liczy 13 000 km<sup>2</sup>. Oznacza to średnio jedną wiertnicę na jeden kilometr kwadratowy powierzchni, ale są obszary efektywnego wydobycia, gdzie znajduje się nawet 16 odwiertów na km<sup>2</sup>. Istotna jest również produktywność odwiertów, która jest znacząco większa niż dla gazu ziemnego eksploatowanego w sposób konwencjonalny, ale jednocześnie brak jest większej przewidywalności dla krzywych szczypania, które mogą różnić się diametralnie, nawet dla odwiertów będących w swoim sąsiedztwie.

Zasoby gazu niekonwencjonalnego na świecie są olbrzymie, ale obecnie trudno ocenić, czy zasoby te będzie można efektywnie eksploatować. Złóża gazu niekonwencjonalnego w OECD mogłyby zastąpić 40-letni import tego surowca, biorąc pod uwagę obecny poziom importu.

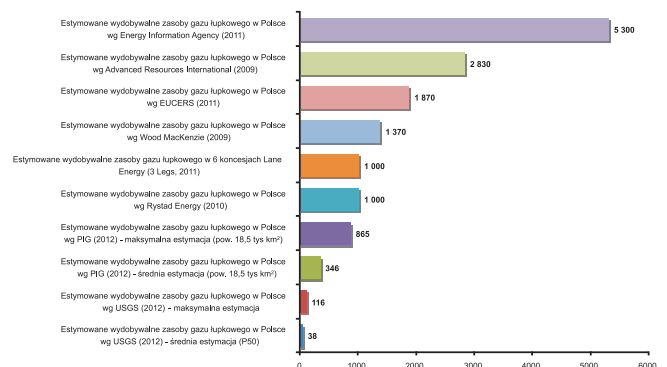
W Europie Zachodniej pojawiły się nowe programy badawcze dotyczące niekonwencjonalnych źródeł gazu. Jedną z grup badawczych jest komercyjny zespół (GASH), koordynowany przez niemieckie Laboratorium Nauk o Ziemi – *GeoForschungsZentrum* (GFZ) z Poczdamu. Udział w programie biorą francuski *Institut Français du Pétrole* i kilkanaście europejskich szkół wyższych, a sam projekt, przewidywany na trzy lata, jest finansowany przez przemysł. GASH ma za zadanie między innymi zdefiniować potencjał kontynentalnego wydobycia gazu niekonwencjonalnego. Także w jednym ze swoich programów badawczych zaplanowanych na 6 lat i sponsorowanych przez rząd Republiki Federalnej Niemiec *GeoEnergie* zajmuje się podobną problematyką.<sup>6</sup>

Istnieje zgodne stanowisko renomowanych instytucji międzynarodowych (EIA, IEA, CERA, inne) odnośnie do tego, iż ilości gazu ze złóż niekonwencjonalnych są wielokrotnie większe od złóż konwencjonalnych, aczkolwiek podawane szacunki różnią się od siebie.

## ZŁOŻA GAZU NIEKONWENCJONALNEGO W POLSCE

W Polsce dotychczas nie stwierdzono obecności hydratów metanu i pytani geolodzy zgodnie twierdzą, że takich złóż w Polsce nie będzie, a najbliższe znane zasoby tego typu zalegają na Ukrainie na szelfie Morza Czarnego, na przykład w okolicach Odessy. Opisy polskich złóż konwencjonalnych są doskonale znane, niekonwencjonalnych (budzące olbrzymie nadzieje) wielokrotnie opisywane, dlatego ograniczę się tylko do zamieszczenia poniższego zestawienia, gdzie zobrazowano estymacje polskich złóż gazu niekonwencjonalnego.

Rys. 2. Ile w Polsce mamy gazu w łupkach?



Źródło: opracowanie własne na podstawie Państwowego Instytutu Geologicznego, U.S. Geological Survey, Wood MacKenzie, Advanced ResourcesInt., Rystad Energy, EIA, EUCERS, Lane Energy.

To zestawienie najlepiej pokazuje, że tak naprawdę nie jesteśmy w stanie określić polskich zasobów, a to, czy wydobycie węglowodorów z łupków dewońskich (?), sylurskich (?) będzie ekonomicznie uzasadnione, to kolejna niewiadoma. Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o. jest na etapie modelowania tych procesów. O ile autorowi wiadomo, na polskim rynku brak modeli opisujących z taką dokładnością wydobycie gazu z łupków. Został on stworzony od podstaw przez współpracowników ISE. W modelu w pełni oddana jest obecna wiedza na temat polskiego rynku i geologii. Założenia i wykonywane prace są oparte na wiedzy dostępnej publicznie. Na obecnym etapie prac model pozwala już na dowolną zmianę szerokiego zakresu parametrów i założeń (np. Capex, Opex, EUR, TOC, krzywa uczenia itp). Przygotowując takie narzędzie, chcieliśmy osiągnąć jeden podstawowy cel. A mianowicie, otworzyć dyskusję nad krytycznymi parametrami opłacalności projektu „Gaz niekonwencjonalny w Polsce”. Jesteśmy przekonani, że w naszym kraju brakuje niezależnych opinii na temat opłacalności gazu z łupków, opartych na konkretnych liczbach.

Brak takich wyliczeń sprawia, iż wszelkie dyskusje są obarczone dużą dozą niepewności (a często oparte są wyłącznie na niemających odzwierciedlenia w faktach przekonaniach dyskutantów). Dodanie do toczonych dyskusji konkretnych wyliczeń może pomóc wszystkim zainteresowanym stronom w wyciąganiu wniosków. Jesteśmy przekonani o wysokiej jakości prac wstępnych w wykonywanym modelu, ale na pewno można go ulepszyć, dlatego wystąpiliśmy do NCBiR w pro-

Rys. 3. Grafika podziału polskiego terytorium koncesyjnego na 10 obszarów.



Źródło: Opracowanie własne.

gramie BLUE GAS z projektem „Opracowania modelu efektywności procesu technologicznego pozyskania gazu z łupków w warunkach polskich w całym cyklu życia”.

Wstępnie dokonaliśmy podziału polskiego „terytorium koncesyjnego” na 10 obszarów (rys. 3.)

Przyjeliśmy, że na każdej koncesji będzie docelowo 26 padów, że będą wykonane takie same prace dla każdego obszaru i padu (powierzchnia, liczba odwiertów, długość odwiertów poziomych, infrastruktura itp.). Przyjęto zróżnicowanie głębokości odwiertów pionowych i produktywności (zgodnie z dostępną wiedzą o geologii obszarów). Krzywe produkcji na bazie publicznie dostępnych danych z łupków północnoamerykańskich i 30-letni okres wydobywczy. Różne kombinacje struktury wydobywania (gaz/ropa) w zależności od obszaru, ale jednakowe wzory na *capex&opex*. Założenia cenowe oparto na bieżących danych rynkowych. Najważniejszym parametrem będzie produktywność otworów. W naszym modelu przyjęto możliwość wyboru wyliczenia całkowitej produktywności jednego odwiertu poprzez podział całkowitego wolumenu wydobywalnego gazu w skale źródłowej, przypadającego na pad, podzieloną przez liczbę odwiertów (wartość ze wzorów), albo poprzez szacunek ekspercki (wartość z analogów), której uzasadnienie jest zaprezentowane poniżej. Z punktu widzenia analiz ekonomicznych szacowane całkowite wydobywanie gazu z otworu (EUR) jest zdecydowanie najważniejszym geologiczno-złożowym parametrem. Jednocześnie jest on obecnie bardzo trudny do ustalenia w polskich warunkach, jako że wydobywanie gazu z pojedynczego otworu trwać może nawet 30–50 lat, a większość otworów na eksploatowanych złożach produkuje zaledwie od kilku lat. Nawet w warunkach amerykańskich określenie EUR jest trudne. Wykonywane jest ono metodą ekstrapolacji trendów krzywej udokumentowanej produkcji. Rozkład EUR dla otworów na złożach łupkowych USA został systematycznie przeanalizowany przez *US Geol. Sur-*

*vey*. Poszczególne baseny amerykańskie znacząco różnią się produktywnością.

Warto zwrócić uwagę, że w każdym basenie istnieje niewielka populacja otworów o bardzo wysokim EUR oraz także bardzo niskim EUR. Są one jednak statystycznie mało reprezentatywne. Średnie wartości EUR dla poszczególnych basenów są poniżej 1–2 Bcf (28,3–56,6 mln m<sup>3</sup>), co jest wartością znacznie niższą niż wartości EUR często przywoływane w charakterze analogu dla polskiego basenu i znacznie powyżej wartości zaproponowanej przez PIG (11,3 mln m<sup>3</sup>), czyli niemal 2-krotnie niższy od ostatnich estymacji Ministerstwa Finansów, przedstawionych w założeniach do ustawy o specjalnym podatku węglowodorowym oraz zmianie podatku od wydobycia niektórych kopalin (60–76 mln m<sup>3</sup>).

Co prawda, szacunki PIG i MF odnoszą się do średnich wartości w kraju (swoją drogą, ciekawe, iż są aż tak rozbieżne – oznacza to dziwny brak konsensusu). Analiza wstępnych prac pokazuje, że projekt „Gaz z łupków” to ogromne wyzwanie w skali kraju. Skala prac wiertniczych i związanych z nimi nakładów finansowych w Polsce jest słabo uświadamiana. Przyjmując (optymistycznie), iż wydobywanie gazu odbywać się będzie z powierzchni około 60 000 km<sup>2</sup>, konieczne jest wykonanie prawie 100 tys. otworów wydobywczych. Zagospodarowanie całości polskiego basenu wymaga inwestycji około 4 bilionów PLN. Przyjmując objęcie inwestycjami 20–30% powierzchni kraju, skala inwestycji sięgać będzie 500 mld PLN. Dzięki postępom w rozwoju technologii wydobywczej, negatywne oddziaływanie wydobycia gazu z łupków na środowisko naturalne zostało znacznie ograniczone. Obecnie najważniejsze aspekty tego oddziaływania to intensywny transport kołowy oraz zasolenie płynów wracających na powierzchnię po szczelinowaniu. Ilość wody potrzebnej do szczelinowania nie stanowi problemu w skali kraju. Brak odpowiednio rozwiniętej infrastruktury, i to nie tylko gazowniczej, oraz specjalistycznego sprzętu wydłuży czas rozwoju wydobycia na skalę przemysłową do co najmniej 10–15 lat.

Zaczynałem pisać ten artykuł pod impulsem informacji o hydratatach w Japonii. Ale mam w świadomości, że „(...) stawiając dziś przed społeczeństwem i rządami kolejnych dziesięcioleci wielkie wyzwania («rewolucja łupkowa w Polsce», energia atomowa, olbrzymi udział OZE w bilansie energetycznym), bez uzyskania zgody społecznej na wdrożenie nowoczesnej polityki energetycznej, zagwarantowania olbrzymich środków finansowych oraz mechanizmów (programów) wsparcia, nie mamy szans na jego realizację. Potrzebny jest rzetelny model ekonometryczny opracowany w nowym Rządowym Centrum Studiów Strategicznych i bieżąca analiza zmieniającej się sytuacji energetycznej – trochę tak, jak dziś zachowuje się strateg na polu walki. «My, Naród», mamy szansę popchnąć Polskę do nowoczesności, do dojścia do «kulturę energetyczną» do najlepszych praktyk i standardów, co jest wyzwaniem wartym bardzo trudnej, ciężkiej wieloletniej pracy całego pokolenia Polaków”<sup>9</sup>.

Dr inż. Andrzej Sikora, Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o., Warszawa, Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH, Kraków

# Sektor produkcyjno-usługowy na rynku gazu

**Cezary Mróz**

Trudno oceniać miniony okres branży gazowniczej w zakresie działania i rozwoju firm produkcyjnych, serwisowych i usługowych w oderwaniu od tego, co działo się w naszym kraju, począwszy od końca lat 80. i w latach 90. ubiegłego wieku. Reformy instytucjonalno-prawne zaowocowały powstawaniem nowych przedsiębiorstw prywatnych, napływem nowoczesnych produktów, technologii, a także kapitału zagranicznego.

Przemiany nie ominęły także branży gazowniczej. W tym okresie – w latach 1986–1993 – swoją działalność zainaugurowała prawie 1/4 obecnych członków Izby Gospodarczej Gazownictwa. Wówczas do naszego kraju, za pośrednictwem nowo powstałych firm, zaczęły napływać nowe technologie i urządzenia. Nową jakość tworzyły m.in. gazomierze Romet i Roots, urządzenia redukcyjne i zabezpieczające Tartarini i Pietro Fiorentini, nawanianie Lewa. Pojawiły się także pierwsze efekty rodzimej myśli inżynierskiej, głównie w zakresie pomiaru gazu. Lata 90. ub.w. to okres dużych inwestycji w poprawę stanu technicznego infrastruktury gazowniczej. Niemal hurtowo modernizowane były układy redukcji i pomiaru gazu, stalowe gazociągi w dystrybucji sukcesywnie zamieniane były na polietylenowe. Firmy handlowe i wykonawcze przeżywały prawdziwy rozkwit. Widać to było choćby po liczbie wystawców zgromadzonych w bydgoskich halach targowych, które w tamtych latach uznawane były przez gazowniczą branżę za najbardziej prestiżowe. Odwiedzając ówczesne targowe ekspozycje, można było zaobserwować dominację firm handlowych. Import urządzeń zdecydowanie przeważał nad rodzimą produkcją. Ta dopiero zaczynała powolne starania o zainstnienie na rynku, o możliwość skutecznej konkurencji z importowanymi produktami. Dziś może nawet trudno w to uwierzyć, ale w większości z ówczesnie budowanych układów redukcji i pomiaru gazu, praktycznie wszystkie podzespoły pochodziły z importu.

Do końca lat 90. ub.w. monopolistą na rynku inwestycyjnym gazu ziemnego było Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, działające do końca 1996 r. jako przedsiębiorstwo użyteczności publicznej, następnie jako spółka akcyjna, a od 2005 r. jako spółka giełdowa. Zgodnie z decyz-

jami Urzędu Antymonopolowego (dzisiaj UOKiK) i programami rządowymi, w latach 1997–1999 z PGNiG wyodrębniono – w trzech etapach – kilkanaście dużych spółek prawa handlowego szeroko pojętego zaplecza, jak np. GAZOPROJEKT, GAZOMONTAŻ, GAZOMET, ZRUG, NAFTOMONTAŻ, GAZOBUDOWA, spółki geofizyczne i wiertnicze, zatrudniające w sumie około 15 tysięcy pracowników i dysponujących ówczesnie majątkiem ponad 1 miliarda złotych. Ponadto, ze spółek tych wydzielono majątkowo niewielkie spółki typu menedżersko-pracowniczego, które zaczęły pozyskiwać zlecenia całkowicie poza gazownictwem.

Wkraczając w interesujący nas okres ostatniego dziesięciolecia, nie można nie wspomnieć o zmianach zachodzących wówczas w organizacji polskiego gazownictwa. Wyodrębnienie w 2003 r. sześciu niezależnych spółek dystrybucyjnych oraz wydzielenie w 2005 r. operatora gazociągów przesyłowych nie tylko przeorganizowało polskie gazownictwo, ale także stworzyło długofalowe, nowe warunki funkcjonowania firm wykonawczych, serwisowych i produkcyjnych. Nowe podmioty zaczęły niezależnie od siebie tworzyć swój ład korporacyjno-organizacyjny, sukcesywnie wprowadzać swoje wymagania dla kontrahentów. Doprowadziło to do pewnego rodzaju rotacji wśród firm świadczących usługi na rzecz polskiego gazownictwa.

Tajemnicą poliszynela pozostaje fakt, że na fali ustrojowych przemian lat 80. ub.w. z możliwości prowadzenia samodzielnej działalności gospodarczej skorzystało wielu pracowników ówczesnych zakładów gazowniczych. Kadra inżynierska zaczęła tworzenie przeważnie jednoosobowych biur projektowych, osoby zawodowo związane z pracami eksploatacyjnymi niejednokrotnie decydowały się na rozpoczęcie działalności w zakresie wykonawstwa przyłączy czy krótkich gazociągów. Przybliżone szacunki pozwalają na stwierdzenie, że w orbicie każdego z ówczesnych zakładów gazowniczych funkcjonowało przynajmniej od kilku do kilkunastu takich firm „pracowniczych”, co w skali całego kraju przekładało się na 300–400 mikroprzedsiębiorstw. Większość z nich uległa likwidacji w związku z wprowadzaniem przez spółki dystrybucyjne dla swoich pracowników zakazem działalności konkurencyjnej. Pozostałe przeważnie nie radziły sobie z coraz większymi wymaganiami organizacyjnymi i technicznymi stawianymi przez spółki dystrybucyjne i operatora gazociągów przesyłowych.

Z kolei na fali modnego wówczas outsourcingu, który szczególnie mocno rozwinął się w naszej branży w spółkach wielkopolskiej, górnośląskiej i mazowieckiej, wyodrębniło się kilkanaście podmiotów gospodarczych zajmujących się w pierwszym okresie głównie, a w zasadzie nawet wyłą-



cznie, zleconymi pracami eksploatacyjnymi. Ich status i zapewnienie pakietu niezbędnych zleceń na dość długi czas pozwalały tym firmom na szybki rozwój, nawet w obszarze terytorialnym wykraczającym poza outsourcingowe umowy. Dodatkowym atutem w podjętej działalności gospodarczej był fakt, że OGP GAZ-SYSTEM, który powstał na bazie wydziałów przesyłowych PGNiG, przejął cały bagaż usług, które zlecał na zewnątrz, w ramach outsourcingu. Na terenach wspomnianych spółek dystrybucyjnych, pozbawionych własnych służb eksploatacyjnych, wydzielone w ramach outsourcingu przedsiębiorstwa stały się praktycznie jedyną alternatywą dla GAZ-SYSTEM.

Wspomniane wyodrębnienie spółek dystrybucyjnych, które nastąpiło na początku ostatniej dekady, spowodowało pewnego rodzaju usystematyzowanie wydatków przeznaczonych na remonty i inwestycje w infrastrukturę gazową. Początkowo skromne środki przeznaczane na te cele w pierwszych latach działalności, z roku na rok znacząco rosły. Średnio 30-procentowy wzrost w stosunku rok do roku powodował dość komfortową sytuację dla działających wówczas na rynku gazowniczym firm wykonawczych i produkcyjnych. Był jednak także magnesem przyciągającym do gazowniczego branży firmy działające w innych sektorach, a także sporym impulsem do tworzenia nowych podmiotów gospodarczych. W tym okresie – w latach 2003–2006 – działalność rozpoczęło aż 15% obecnych członków Izby Gospodarczej Gazownictwa. Analizując wydatki inwestycyjne spółek dystrybucyjnych na kolejne lata, można zauważyć ich wzrost, ale nie już tak dynamiczny. W latach 2007–2009 zaledwie średnio 14-procentowy. Niezłą koniunkturę dla firm działających na rzecz polskiego gazownictwa ratował jednak wzrastający z roku na rok budżet GAZ-SYSTEM. W latach 2006–2007 było to 276 milionów złotych (inwestycje – 205 milionów, remonty infrastruktury przesyłowej – 71 milionów), w latach 2007–2008 – 280 milionów złotych, a w latach 2008–2009 aż 371 milionów złotych. W inwestycjach zaczęły pojawiać się nowe trendy. Coraz częściej i coraz śmieiej zadania inwestycyjne zlecano kompleksowo. Łączna realizacja gazociągów i przyłączy wraz ze stacjami, nierzadko także z wykonaniem dokumentacji projektowej, stawała się standardem. Był to więc doskonały okres dla firm, które potrafiły podjąć się kompleksowych realizacji prac, z uwagi na to, że było ich stosunkowo niewiele. Pozostałe musiały rozpocząć szybki proces dostosowywania się do nowych realiów rynku.

Niestety, były to ostatnie lata prosperity dla firm wykonawczych, produkcyjnych i serwisowych. Kryzys finansowy i gospodarczy, zapoczątkowany w 2008 roku, spadek ilości środków wydatkowanych na inwestycje i remonty przez spółki dystrybucyjne, zwiększająca się z roku na rok liczba firm pretendujących do coraz większego udziału w podziale zleceń, powodowały coraz trudniejsze warunki ich funkcjonowania. Niewiele pomógł wciąż rosnący budżet inwestycyjny GAZ-SYSTEM. Na lata 2011–2014 zaplanowano, co prawda, aż 8 miliardów złotych, czyli średnio 2 miliardy złotych rocznie. Jednakże kwota ta jest nieco złudna w aspekcie liczenia środków dostępnych dla firm działających na polskim rynku gazowniczym, gdyż jej jedną trzecią pochłonie budowa terminalu LNG. Poza tym większość pozostałych środków

podzieliła między siebie grupa kilku firm realizujących najkosztowniejsze, strategiczne inwestycje. I choć budżet tych inwestycji mógł stać się motorem rozwoju dla zwycięzców postępowań przetargowych, to duża część tych środków pozostała u inwestora na skutek ogromnej konkurencji na etapie przetargów i dążenia przez firmy wykonawcze do przejęcia zleceń, nawet na granicy finansowej i technicznej logiki. Na efekty takiej ostrej konkurencji, naruszającej wręcz niekiedy zasady etyki zawodowej, nie trzeba długo czekać. Dla inwestora oznacza to w bieżącym okresie zmniejszenie kosztów, choć niejednokrotnie może wiązać się z pogorszeniem bezpieczeństwa technicznego i publicznego. Dla firm wykonawczych stanowić może wręcz zagrożenie funkcjonowania i konieczność ogłaszania postępowań upadłościowych. Pierwsze takie przypadki niestety, mamy już za sobą i trudno mieć nadzieję, że nie będzie następnych.

GAZ-SYSTEM S.A., obecnie podstawowy zleceniodawca zadań i usług inwestycyjnych i serwisowych dla wielu firm wykonawczych, produkcyjnych oraz serwisowych, coraz częściej podejmuje kompleksowe działania zmierzające do obniżenia kosztów własnej działalności, zwłaszcza na skutek bardzo silnego oddziaływania URE, jednocześnie starając się podnosić jakość i bezpieczeństwo wykonywanych zadań i usług. Wielkie oszczędności uzyskano przy scentralizowanych zakupach np. rur czy podstawowego oprzyrządowania, co oczywiście odbyło się kosztem firm produkcyjnych i handlowych. Obniżenie kosztów funkcjonowania przyniosło także wprowadzenie rygorystycznie stosowanych zbiorów procedur i instrukcji, szczegółowo opisujących metody postępowania przy wykonywaniu czynności eksploatacyjnych dla wszystkich obiektów oraz sieci przesyłowych. Ujednolicenie wykonywania i dokumentowania czynności pozwala na realizację procesu w sposób technicznie uporządkowany i umożliwia prowadzenie on-line analiz porównawczych pomiędzy poszczególnymi oddziałami terenowymi. Oczywiście, umowy zawierane z firmami serwisowo-usługowymi uwzględniają różnorodny wiek obiektów, ich stan techniczny i stosowane technologie i dlatego mogą występować różnice w kosztach obsługi tych obiektów. Niemniej jednak margines tej różnicy znacznie się zawęził. Tym samym warunki, w których dotychczas funkcjonowały firmy outsourcingowe, uległy daleko idącemu zaostrzeniu. Ponadto, wobec występujących przypadków związanych z nieprawidłowościami związanymi z usuwaniem skutków awarii sieci przesyłowej, GAZ-SYSTEM postanowił w ramach procesu insourcingu odbudować własne służby eksploatacyjne w celu zabezpieczenia ciągłości procesów eksploatacyjnych. Ten proces powoduje, oczywiście, zawirowania w funkcjonowaniu wielu firm powstałych w ramach outsourcingu, działających dotychczas w wąskim gronie wykonawców zewnętrznych na podstawie wieloletnich umów, bez narażenia na konieczność ostrej konkurencji. Wiele z nich, by zapobiec groźbie upadłości, musiało wdrożyć programy oszczędnościowe i zwalniać pracowników.

Nie lepiej prezentuje się obecna sytuacja firm pracujących dla spółek dystrybucyjnych z grupy kapitałowej PGNiG. Brak wzrostu wydatków inwestycyjnych, a nawet ich spadek zanotowany w latach 2010–2012, planowane zmniejszenie

wydatków inwestycyjnych na kolejne lata, coraz większa konkurencja firm korzystających ze zleceń spółek dystrybucyjnych, zwiększające się wymagania formalne w stosunku do wykonawców, generujące u nich dodatkowe koszty, a w dodatku świadome dążenie inwestorów do wymuszania obniżania ofert przetargowych, prowadzą prostą drogą do degeneracji wielu firm wykonawczych i serwisowych. Także na etapie realizacji zleceń firmy wykonawcze niejednokrotnie borykają się z wieloma problemami na linii inwestor–wykonawca. W uwagach zgłaszanych do Izby Gospodarczej Gazownictwa przewijają się głównie problemy związane z:

- stosowaniem (wymuszaniem) umów, które dają przede wszystkim prawa zamawiającemu i przenoszącym całe ryzyko związane z realizacją inwestycji – na wykonawcę,
- przenoszeniem na wykonawców nawet tych obowiązków, które z przepisów procesu inwestycyjnego ciążyą na zamawiającym, np. pozyskiwaniem uzgodnień i decyzji administracyjnych, tytułów prawnych do dysponowania nieruchomością,
- brakiem współdziałania zamawiających z wykonawcami w trakcie realizacji inwestycji,
- koniecznością kredytowania realizowanych inwestycji przez wykonawców, w tym niekorzystaniem przez zamawiających z możliwości wypłacania zaliczek, skomplikowanymi procedurami odbiorów częściowych i nadmiernym wydłużaniem terminów płatności, niestosowaniem przez zamawiających mechanizmu waloryzacji cen,
- niską jakością dokumentacji projektowej, której skutki obciążają wykonawcę, a nie projektanta, w tym niespójnością poszczególnych części dokumentacji projektowej, brakiem uzgodnień branżowych, niezgodnością dokumentacji projektowej z decyzjami administracyjnymi.

Dużym problemem dla wykonawców jest bezpośrednia adaptacja zapisów ustawy „Prawo zamówień publicznych” do przetargów niepodlegających tej ustawie. Obecnie nie ma woli politycznej na szybkie zmiany tych przepisów. W tej sytuacji w branży gazowniczej powinien nastąpić możliwie szeroki konsensus pomiędzy kluczowymi inwestorami a wykonawcami, np. w zakresie urealnienia SIWZ bądź odbiurokratyzowania regulaminów zamówień niepublicznych zamawiającego. Należałoby także doprowadzić do nieakceptowania nierealnych cenowo ofert wykonawców, które powodują – z jednej strony – upadek firmy wykonawczej, a z drugiej – ogromne perturbacje dla zamawiającego w dłuższej perspektywie. Tego typu działania wymagałyby jednak podjęcia inicjatywy przez inwestorów. Trudno jednak na to liczyć w sytuacji, gdy część z nich za wszelką cenę dąży do realizacji inwestycji za cenę, którą z góry można uznać za nierealną, niejednokrotnie oscylującą wokół 50% wartości kosztorysu inwestorskiego. Dodatkowo, ponad logikę konkurencyjności obniżanie cen wymuszane jest na przykład poprzez aukcje internetowe. Niejednokrotnie działające na licytujących jak gry komputerowe, w których decyzje finansowe podejmowane są przeważnie pod wpływem emocji, a nie technicznych i merytorycznych wyliczeń. Iście psychologiczne oddziaływanie skierowane zostało na potrzebę wygrywania, wykorzystując przy tym mechanizmy polegające na zwiększającym się zaangażowaniu w proces przejmowania kontraktu, aż do momentu, w którym wycofanie się z licytacji powoduje powstanie uczucia braku konsekwencji.

Tego typu działanie w dość krótkim czasie spowoduje wyeliminowanie z rynku najbardziej podatnych na tego typu działanie wykonawców, a w dłuższej perspektywie – zahamowanie rozwoju pozostałych, obniżenie ich potencjału, a u inwestorów może doprowadzić do perturbacji jakościowych i technicznych. Nie da się bowiem uczciwie realizować kontraktów, których wartość zbliżona jest do wartości niezbędnych do jego wykonania materiałów. Niektórzy politycy, proszeni o wsparcie dążeń mających na celu zmiany zapisów w ustawie o zamówieniach publicznych, twierdzą, że rynek powinien sam wyeliminować tych oferentów, którzy przedkładają akceptowalne, ale nierealne cenowo oferty, a następnie liczą na ich aneksowanie, zakładając, że zamawiający w obawie przed utratą możliwości odtworzenia majątku trwałego ulegną tej presji. Niestety, w krótkiej perspektywie taka samoeliminacja wydaje się nierealna. Czy ma to jednak oznaczać coraz gorsze warunki do funkcjonowania firm wykonawczych, produkcyjnych i serwisowych?

Rosnący popyt na gaz ziemny wymusi z pewnością wiele inwestycji w infrastrukturę gazową. Należy się więc spodziewać rozbudowy gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych, połączeń międzysystemowych, podziemnych magazynów gazu, a docelowo zapewne także budowanego obecnie terminalu LNG. Długoterminowa perspektywa inwestycji w zakresie infrastruktury gazowej wiąże się z kosztami na poziomie minimum 1,85% PKB Polski z 2012 r., czyli szacowana jest na około 30 miliardów złotych. Kwota ta nie uwzględnia części wydatków niezbędnych do budowy interkonektorów czy sieci gazociągów dystrybucyjnych średniego i niskiego ciśnienia, z uwagi na początkowy etap planowania tych inwestycji. Świadczy to jednak o skali wyzwań stojących przed polską infrastrukturą gazową. Po latach stagnacji i zaniechań inwestycyjnych polska sieć przesyłowa wymaga także prac modernizacyjnych. Aż 62% długości gazociągów przesyłowych ma więcej niż 26 lat. Jedynie 3% to gazociągi mające mniej niż 5 lat. Szacuje się, że koszty wymiany najstarszych odcinków gazociągów przesyłowych osiągną poziom 14 miliardów złotych w perspektywie do 2025 r.

Szansą dla omawianych firm jest także rozwój sektora gazu z łupków, choć dziś trudno jest oszacować konieczne nakłady inwestycyjne na budowę infrastruktury gazowej niezbędnej do rozwoju tego sektora. Jest jednak sprawą oczywistą, że jego rozwój wymusi rozbudowę sieci gazociągów przesyłowych, dystrybucyjnych, a także podziemnych magazynów gazu. Konieczna będzie także modernizacja i zwiększenie przepustowości niektórych istniejących gazociągów. W wielu miejscach gazociągi przesyłowe i dystrybucyjne nie będą dochodziły do miejsc odwiertów gazu z łupków, zatem niezbędne będzie wybudowanie gazociągów kopalnianych.

Powyższe fakty pozwalają rodzimym firmom wykonawczym w miarę optymistycznie spoglądać w przyszłość. Szczególnie tym, które potrafią odpowiedzialnie przebrnąć przez najbliższe 2–3 lata, z pewnością dla nich najtrudniejsze.

**Cezary Mróz**

Autor jest prezesem zarządu SANITGAZ, członkiem zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa.



# SYSTEMY POMIAROWE

Projektowanie. Produkcja. Wdrażanie.  
Kompletacja. Diagnostyka.



**GAZOMIERZE** – ultradźwiękowe in-line (MPU) i clamp-on (FUG1010), zwężkowe, turbinowe, rotorowe, V-cone

**MSP** – Modułowy System Pomiarowy:

- przeliczniki objętości gazu MSP-02-FC
- analogowe i impulsowe separatory MSP-SEP (ver. Ex i nEx)
- moduły komunikacyjne MSP-nCOM i MSP-MK (GSM, LAN, światłowód)

**LEVERIAN** – system pomiaru i regulacji poziomu cieczy

**ARMATURA** – Chiksan i WECCO

partnerzy:

**FMC Technologies**

**FMC Ltd**

**tecnomatic** SpA  
CELANOVA ITALIA

**SIEMENS**

Integrotech sp. z o. o. Plac Zwycięstwa 2 / bud. D; 90-312 Łódź, tel. +48 42 674 55 53, fax +48 42 674 55 85  
e-mail: [biuro@integrotech.com.pl](mailto:biuro@integrotech.com.pl)

# Polski system gazociągów przesyłowych

**Andrzej Osiadacz, Rafał Wittmann**

Wydzielenie operatora systemu przesyłowego zmieniło zasadniczo organizację rynku gazu w Polsce. W wyniku tego procesu GAZ–SYSTEM S.A. stał się jedną z pierwszych firm europejskich zapewniającą, zgodnie z europejskimi dyrektywami, rzeczywistą niezależność w obszarze przesyłu.

## WSTĘP

Przystąpienie Polski do Unii Europejskiej spowodowało konieczność wdrożenia zasad nowej dyrektywy gazowej, przyjętej w 2003 r. przez Radę i Parlament Europejski. Dotyczyła ona wprowadzenia mechanizmów rynkowych, sprzyjających rozwojowi konkurencji w sektorze gazowniczym. Wydzielenie operatora systemu przesyłowego zmieniło zasadniczo organizację rynku gazu w Polsce i pozwoliło na wdrożenie jednej z najważniejszych zasad, jaką jest *Third Party Access* (TPA). Dostęp stron trzecich do systemów przesyłowych zobowiązuje przedsiębiorstwa do zapewnienia wszystkim podmiotom, na zasadzie równego traktowania, świadczenia usług przesyłowych.

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. (dalej: GAZ–SYSTEM) powstał 16 kwietnia 2004 r. jako PGNiG – Przesył Sp. z o.o. – 100% udziałów spółki objęło wówczas Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG SA). Od tego momentu GAZ–SYSTEM przejął nadzór oraz odpowiedzialność za transport gazu ziemnego strategicznymi gazociągami w Polsce. 28 kwietnia 2005 r. PGNiG SA przekazał Skarbowi Państwa wszystkie udziały w GAZ–SYSTEM.

Spółka wdrożyła system zarządzania oparty na uznanych międzynarodowych standardach, dążąc do osiągnięcia pozycji nowoczesnej oraz efektywnie zarządzanej firmy świadczącej usługi przesyłowe na europejskim poziomie, z uwzględnieniem ekologicznych i bezpiecznych rozwiązań technologicznych, które zapewniają jednocześnie bezpieczeństwo zasobów informacyjnych.

GAZ–SYSTEM kładzie szczególny nacisk na respektowanie zasad zrównoważonego rozwoju. Realizowane są zadania zapewniające odpowiedzialne zarządzanie wpływem organizacji na środowisko naturalne oraz otoczenie społeczne i rynkowe.

## CHARAKTERYSTYKA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

Sieć przesyłowa GAZ–SYSTEM umożliwia dostarczanie gazu ziemnego do większości rejonów Polski. W początkowym okresie spółka eksploatowała sieć gazociągów o długości 15 460,8 km, a także 16 tłoczni gazu ziemnego i 1405 stacji gazowych.

W 2007 r. PGNiG SA i operatorzy systemów dystrybucyjnych podpisali porozumienie dotyczące przekazania do operatorów systemów dystrybucyjnych części sieci gazowej wraz z przyłączonymi do nich urządzeniami i instalacjami wchodzącymi w skład systemu przesyłowego, mających charakter dystrybucyjny, a tym samym bez większego znaczenia dla funkcjonowania ogólnopolskiego systemu przesyłowego.

Obecnie krajowy system przesyłowy stanowi (wg stanu na 31.12.2012 r.) :

- ponad 10 033 km gazociągów przesyłowych wysokiego ciśnienia >1,6 MPa ,
- 887 stacji gazowych,
- 14 tłoczni gazu,
- 58 węzłów systemowych.

System przesyłowy uzupełniają sieci gazowe spółek dystrybucyjnych, łącznie stanowią prawie 118 tys. km, z czego 97% przypada na 6 spółek dystrybucyjnych wchodzących w skład grupy kapitałowej PGNiG SA (Mazowiecka Spółka Gazownictwa, Wielkopolska Spółka Gazownictwa, Karpaska Spółka Gazownictwa, Pomorska Spółka Gazownictwa, Dolnośląska Spółka Gazownictwa, Górnośląska Spółka Gazownictwa).

Mimo niewielkiego zużycia gazu, Polska dysponuje na swoim terytorium znaczną liczbą gazociągów przesyłowych (5,7% udziału w łącznej długości gazociągów UE). Jest to w dużym stopniu wynikiem naszego położenia geograficznego – Polska pełni rolę kraju tranzytowego. Wewnętrzna sieć jest stosunkowo słabo rozwinięta. Ponadto, polski system gazowy jest połączony z systemem europejskim głównie na linii wschód–zachód. Aby zwiększyć bezpieczeństwo dostaw gazu do odbiorców, budowane są połączenia na linii północ–południe.

Punkty wejściowe do krajowego systemu przesyłowego można podzielić na dwie grupy. Pierwszą grupę stanowią wyjścia z kopalni gazu ziemnego, które są podłączone do sieci przesyłowej. Obecnie w skali kraju jest to kilkadziesiąt połączeń. Natomiast do drugiej grupy należą dopływy gazu importowanego zarówno ze wschodniej, jak i zachodniej i południowej granicy Polski oraz połączenia z tranzytowym gazociągiem Jamał.

Na większości punktów wejścia do krajowego systemu przesyłowego moce przesyłowe zarezerwowane są prawie w 100%. W 2010 r. stopień ich wykorzystania był zróżnic-

wany od niemal 100% na połączeniach z operatorem niemieckim, do ok. 50% na pozostałych połączeniach. W ubiegłym roku obserwowany był znaczący wzrost wykorzystania przepustowości technicznej na wejściu w Lasowie, gdzie system krajowy łączy się z systemem niemieckim zarządzanym przez niemieckiego operatora ONTRAS. Stan ten związany był z korzystnymi relacjami cenowymi oraz brakiem alternatywnych możliwości dostaw. Na głównych punktach wejścia do systemu z kierunku wschodniego Drozdowicze oraz Wysokoje dobowe wskaźniki wykorzystania często przekraczają 70%.

Krajowe punkty wejścia do systemu:

- kopalnie w systemie gazu wysokometanowego – 44 punkty wejścia,
- kopalnie w systemie gazu zaazotowanego – 3 punkty wejścia,
- odazotownie KRIO Odolanów i Grodzisk – łączące systemy gazu zaazotowanego i wysokometanowego (punkty wejścia do systemu gazu wysokometanowego),
- węzły w systemie gazu zaazotowanego – 4 punkty wejścia: Krobia, Kotowo, Chynów, Nowe Tłoki.

Analiza dotycząca struktury wiekowej gazociągów eksploatowanych przez GAZ–SYSTEM wykazuje, że 60% gazociągów jest eksploatowanych powyżej 26 lat. W latach 70. ubiegłego wieku nastąpiła intensywne rozbudowa sieci gazociągów przesyłowych, można zatem stwierdzić, że co najmniej 3500 km gazociągów ma 35 lat i więcej. Zakładając, że cykl życia gazociągu wynosi maksymalnie 50 lat, oznacza to, że w ciągu najbliższych dwunastu lat należałoby dokonać wymiany ok. 3500 km najstarszych gazociągów. Starzejąca się sieć wymaga dużych nakładów finansowych na ich utrzymanie.

Gazociągi budowane obecnie, pomimo szerokiego zakresu prowadzonych prac inwestycyjnych, nie wystarczają do odtworzenia całości starzejącej się sieci przesyłowej. Należy pamiętać także o zmianie kierunków rozplywu strumieni gazu w systemie, co wymusza wymianę gazociągów i rozbudowę sieci.

## GAZ–SYSTEM OPERATOREM SYSTEMU GAZOCIĄGÓW TRANZYTOWYCH [SGT] NA TERYTORIUM RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ

Właścicielem polskiego odcinka SGT jest System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ s.a. w Warszawie, a operatorem polskiego odcinka gazociągu jamalskiego jest GAZ–SYSTEM. 17 listopada 2010 r. prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał decyzję w sprawie wyznaczenia spółki GAZ–SYSTEM na niezależnego operatora polskiego odcinka gazociągu jamalskiego na okres do 31 grudnia 2025 r. Zgodnie z decyzją prezesa URE, GAZ–SYSTEM opracował „Instrukcję ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej polskiego odcinka systemu gazociągów tranzytowych Jamał–Europa” (IRiESP SGT) oraz projekty standardowych umów przesyłowych i umów ramowych.

31 sierpnia 2011 r. prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził „Instrukcję ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej polskiego odcinka systemu gazociągów tranzytowych Jamał–Europa” (IRiESP SGT), a w listopadzie 2011 roku rozpoczęto świadczenie usług przesyłowych przez GAZ–SYSTEM na SGT, w tym uruchomiono rewers wirtualny (kontraktowy) w Mallnow, umożliwiający import znacznych ilości gazu z obszaru Unii Europejskiej (około 2,3 mld m<sup>3</sup> rocznie).

## STRUKTURA ORGANIZACYJNA

Struktura GAZ–SYSTEM obejmuje centralę spółki z siedzibą w Warszawie oraz 6 oddziałów – w Rembelszczyźnie, Tarnowie, Świerklanach, Wrocławiu, Poznaniu i Gdańsku.

Centrala pełni funkcje organizacyjne, nadzorcze, planistyczne i kontrolne. Zapewnia nadzór operacyjny nad wszystkimi zadaniami wynikającymi z przedmiotu działalności spółki, odpowiada za sterowanie strumieniami gazu w systemie przesyłowym oraz za rozwój systemu przesyłowego. Natomiast oddziały odpowiadają głównie za eksploatację sieci

Tabela 1. Punkty wejścia gazu ziemnego importowanego do krajowego systemu przesyłowego (stan na styczeń 2013 r).

Nazwa punktu	Rodzaj punktu	Przepustowość stacji gazowej [m <sup>3</sup> /h]	Techniczna zdolność przesyłowa strefy [m <sup>3</sup> /h]	Całkowita zakontraktowana zdolność przesyłowa ciągła strefy [m <sup>3</sup> /h]	Dostępna zdolność przesyłowa ciągła strefy [m <sup>3</sup> /h]	Wskaźnik wykorzystania dostępnej zdolności [%]
Drozdowicze	Import	650 000	492 094	492 094	492 094	100
Tietierowka	Import	27 000	27 000	27 000	27 000	100
Wysokoje	Import	625 000	371 585	371 585	371 585	100
Cieszyn	Przesył (wejście)	15 800	104 000	104 000	104 000	100
Branice (Czechy)	Przesył (wejście)	160	69	69	69	100
Lasów	Przesył (wejście)	180 000	175 410	175 410	175 410	100
Gubin	Przesył (wejście)	2 000	2 000	2 000	2 000	100
Włocławek	Przesył (wejście)	350 000	198 708	198 708	198 708	100
Lwówek	Przesył (wejście)	270 000	128 000	128 000	128 000	100

Źródło: Opracowanie własne na podstawie informacji z Gaz–System S.A.

przesyłowej, remonty oraz realizację inwestycji na wyznaczonych terenach.

## CELE STRATEGICZNE

Celem strategicznym GAZ-SYSTEM jest zabezpieczenie określonych sfer działalności państwa w zakresie przesyłu gazu, a także osiągnięcie pozycji nowoczesnej, ekonomicznej oraz dynamicznie rozwijającej się firmy. Sposobem realizacji tych założeń jest stworzenie mechanizmów organizacyjnych – ekonomicznych i prawnych, które umożliwią efektywne funkcjonowanie rynku gazu ziemnego w Polsce. Ponadto, przyczynią się do sprawnego zarządzania systemem przesyłowym oraz do bieżącej wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku.

Do najważniejszych celów strategicznych spółki GAZ-SYSTEM należą:

- zapewnienie niezawodności działania oraz długofalowy rozwój systemu przesyłowego,
- wzrost efektywności operacyjnej i kosztowej,
- spełnienie wymogów prawa krajowego oraz unijnego w zakresie liberalizacji rynku gazu,
- wspieranie rozwoju konkurencyjnego rynku gazu w Polsce.

Wypełnianie obowiązków operatora systemu przesyłowego oznacza konieczność ponoszenia znacznych nakładów inwestycyjnych. Zaliczyć do nich należy: modernizację i rozbudowę systemu gazociągów przesyłowych, układów pomiarowych, systemów łączności służących do sterowania pracą sieci, systemu kontroli jakości gazu, systemów gromadzenia, wymiany i udostępniania informacji. W celu zwiększenia efektywności dostaw gazu, spółka rozbudowuje system przesyłowy w północno-zachodniej części kraju oraz na południu Polski. Planowana jest również budowa nowych rurociągów oraz obiektów systemowych w pozostałych regionach kraju. W celu zagwarantowania ciągłości dostaw gazu oraz zmniejszenia kosztów eksploatacji obecnie działającej sieci przesyłowej wymagane są także inwestycje odtworzeniowe.

Dzięki międzynarodowej aktywności spółka GAZ-SYSTEM bierze udział w europejskim dialogu dotyczącym promowania i rozwijania wspólnych praktyk biznesowych unijnego rynku gazu ziemnego. Ponadto, współpracuje ze środowiskami naukowymi i organizacjami skupiającymi użytkowników systemów przesyłowych.

## TERMINAL LNG W ŚWINOUJŚCIU

Od grudnia 2008 r. GAZ-SYSTEM jest właścicielem spółki Polskie LNG S.A., która została powołana do budowy i eksploatacji terminalu skroplonego gazu ziemnego LNG w Świnoujściu. Dzięki terminalowi LNG możliwe będzie zróżnicowanie kierunków dostaw gazu ziemnego, co oznacza poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju. Terminal LNG ma być przekazany do użytkowania do 30 czerwca 2014 r. Pozwoli na odbiór do 5 mld m sześć. gazu ziemnego rocznie, z możliwością zwiększenia zdolności odbiorczej nawet do 7,5 mld m sześć. W ramach inwestycji budowane są dwa zbiorniki o pojemności 160 tys. m sześć. każdy, z możliwością rozbudowy o trzeci zbiornik magazynujący. Terminal do odbioru i rega-



- Idea Korytarza Północ - Południe
- - - Planowany gazociąg Nabucco
- ..... Analizowane połączenie Polska-Litwa
- . - . - . Analizowane połączenie Polska-Słowacja
- Terminal LNG w Świnoujściu
- Terminal LNG
- Analizowane połączenie BALTIC PIPE

zyfikacji skroplonego gazu ziemnego dostarczanego drogą morską do portu w Świnoujściu to obecnie największa i najważniejsza inwestycja, która ma poprawić bezpieczeństwo energetyczne Polski.

## OTWARCIE NA EUROPEJSKI RYNEK GAZU

GAZ-SYSTEM S.A. podejmuje intensywne prace umożliwiające w krótkoterminowej perspektywie, tj. do 2014 roku, oraz w perspektywie do 2020 roku otwarcie Polski na nowe kierunki dostaw, poprzez fizyczne zdywersyfikowanie kierunków importu gazu.

Realizowane przez GAZ-SYSTEM działania w zakresie rozbudowy połączeń międzynarodowych odpowiadają konieczności wypełnienia obowiązków nałożonych na spółkę przez Unię Europejską. Do najważniejszych działań należy zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu przesyłowego i ciągłości realizacji dostaw do odbiorców w przypadkach przerw w dostawach w największym źródle gazu do niego przyłączonym (realizacja tzw. zasady N-1, wynikającej z roz-

porządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE).

Z uwagi na obecnie realizowane w skali całej Europy projekty inwestycyjne oraz uwzględniając prowadzone obecnie przez GAZ-SYSTEM S.A. prace związane z realizacją rozbudowy połączeń międzysystemowych, zakłada się, iż w perspektywie do 2020 roku mapa europejskiego systemu przesyłowego (zwłaszcza w regionie CEE) znacząco się zmieni.

Powyższe skutkować będzie zmianą dotychczasowych kierunków i dróg dostaw gazu, zmianą dróg tranzytowych, a tym samym zmianami w relacjach między podmiotami z branży gazowej. Wśród głównych inwestycji realizowanych lub planowanych w otoczeniu rynku polskiego, które mogą mieć wpływ na rynek krajowy, wymienić należy:

- budowę gazociągu tranzytowego NordStream,
- plan budowy gazociągu tranzytowego SouthStream,
- plan budowy gazociągu tranzytowego Nabucco,
- plan budowy gazociągu tranzytowego White Stream,
- plan budowy terminalu regazyfikacyjnego Adria LNG,
- gazociąg OPAL,
- gazociąg GAZELLE,
- gazociąg Baumgarten-Czechy.

Uwzględniając powyższe, operatorzy systemów przesyłowych w tym regionie od dłuższego już czasu współpracują w zakresie integrowania systemów przesyłowych i umożliwienia przesyłania nimi gazu pochodzącego z nowych źródeł dostaw. Jednym z ważniejszych gazowych projektów infrastrukturalnych regionu jest budowa tzw. Korytarza Północ-Południe.

Plany korytarza gazowego zakładają realizację wielu inwestycji umożliwiających połączenie budowanego polskiego terminalu LNG w Świnoujściu z planowanym chorwackim terminalem LNG Adria na wyspie Krk.

Korytarz Północ-Południe jest inwestycją ideowo opartą na polityce energetycznej Unii Europejskiej i Polski, które kładą nacisk na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego oraz zwiększenie stopnia integracji europejskiego rynku gazu.

Główne założenia polityki energetycznej Unii Europejskiej, m.in. bezpieczeństwo dostaw surowców energetycznych oraz spójny i konkurencyjny rynek wewnętrzny, będą niemożliwe do spełnienia bez dużych inwestycji, takich jak Korytarz Północ-Południe. Korytarz Północ-Południe stanowi jedną z kluczowych inwestycji w Europie Środkowo-Wschodniej, wymienianych w EIP (*The Energy Infrastructure Package*).

Idea powstania Korytarza Północ-Południe wpisuje się również w politykę energetyczną Polski, zakładającą zmniejszenie stopnia uzależnienia od pojedynczego dostawcy gazu (dywersyfikowanie źródeł dostaw z różnych kierunków), a także rozwój konkurencyjnego rynku obrotu gazem ziemnym.

Ważnym elementem polityki energetycznej Polski jest tworzenie warunków do wzmocnienia pozycji konkurencyjności polskich podmiotów energetycznych, tak aby zdolne były do konkurowania na europejskich rynkach energii, a takie warunki zapewniać będzie Korytarz Północ-Południe.

GAZ-SYSTEM zdefiniował inwestycje w krajowym systemie przesyłowym, które stanowić będą elementy Korytarza

Północ-Południe. Inwestycje te zgrupowane są w trzy programy rozwoju systemu przesyłowego.

1. Program rozwoju Korytarza Północ-Południe na obszarze zachodniej i południowej Polski – odcinek zachodni (podstawowy).
2. Program rozwoju Korytarza Północ-Południe na obszarze zachodniej i południowej Polski – odcinek południowy.
3. Program rozwoju Korytarza Północ-Południe na obszarze zachodniej i południowej Polski – odcinek wschodni.

Na inwestycje te składa się ok. 1200 km gazociągów, a także tłocznie i węzły systemowe.

Ponadto, GAZ-SYSTEM planuje budowę nowego układu przesyłowego wokół aglomeracji warszawskiej („pierścień warszawski”). Obecnie trwają prace analityczno-koncepcyjne, które potwierdzą parametry techniczne gazociągów, wskażą możliwe trasy oraz harmonogram realizacyjny.

Zgodnie z dokumentem „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”, przyjętym przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 r., inwestycja Korytarza Północ-Południe wpisuje się w takie obszary działań jak:

- „Dywersyfikacja dostaw poprzez budowę systemu przesyłowego umożliwiającego dostawy gazu ziemnego z kierunku północnego, zachodniego i południowego oraz budowa połączeń międzysystemowych (...);”
- „Wsparcie inwestycji infrastrukturalnych z wykorzystaniem funduszy europejskich”;
- „Usprawnienie mechanizmu reagowania w sytuacjach kryzysowych”.

Inwestycje realizowane w ramach programu Korytarza Północ-Południe połączą za pomocą wewnętrznej infrastruktury przesyłowej krajów Europy Środkowej polski i chorwacki terminal LNG oraz infrastrukturę budowaną w ramach Południowego Korytarza Gazowego. Działania te zostały wpisane jako jeden z kierunków strategicznego rozwoju w strategii spółki GAZ-SYSTEM S.A.: „**Kierunek strategiczny 1 – zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu przesyłowego, jako elementu europejskiej sieci gazociągów**”.

Inwestycja Korytarza Północ-Południe zwiększa także możliwość realizacji kolejnego z kierunków strategicznych spółki, mianowicie „**Kierunek strategiczny 2 – stworzenie optymalnych warunków do rozwoju zliberalizowanego rynku gazu ziemnego w Polsce, mające na celu wzrost zużycia gazu ziemnego jako paliwa ekologicznego**”.

Realizacja inwestycji korytarza, wykorzystującej potencjał tranzytowy Polski, wpływa na wzmocnienie roli spółki GAZ-SYSTEM S.A. na arenie międzynarodowej. Przesył zwiększonego wolumenu gazu z/do różnych kierunków kraju daje podstawy do traktowania spółki jako istotnego uczestnika rynku gazowego w Europie. Wpisuje się to w następny kierunek strategiczny spółki „**Kierunek strategiczny 4 – budowa pozycji spółki jako istotnego uczestnika rynku gazu ziemnego w Unii Europejskiej, szczególnie w regionie Europy Środkowo-Wschodniej**”.

Do działań GAZ-SYSTEM S.A. będących odpowiedzią na zachodzące zmiany należy zaliczyć:

- kierunek północny – terminal skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu;

dokończenie na str. 56

# Meandry legislacji

dokończenie ze str. 3

ro dziennie za rynek gazu ziemnego i 133 228,80 euro dziennie za OZE), ale nie uporządkujemy całościowo sytuacji w sektorze energii. Nie dość, że pozbawieni jesteśmy strategii dla rynku energii („PE 2030” to dokument czysto historyczny), nie jesteśmy w stanie ustanowić prawa, które sprostałoby wyzwaniom wspólnego europejskiego rynku energii, jaki ma obowiązywać od 2014 r. A może to jest jakaś metoda? Jednego dnia możemy ogłosić w mediach, że stawiamy na energetykę gazową, a innego, że na energetykę jądrową. Możemy popierać energetykę rozproszoną, ale być może jednak będziemy inwestować w giganty energetyki zawodowej. Nie ma kompleksowych uzasadnień dla żadnej z tych koncepcji, nie ma analiz finansowych dla poszczególnych rozwiązań, ale jak wszystko się rozmywa, to nikt za nic nie ponosi odpowiedzialności dopóty, dopóki nie dopadnie nas jakaś katastrofa na rynku energii. Choć i to nie jest żadnym zagrożeniem. Ostatecznie, to lat nie potrafimy sobie poradzić z klęskami powodzi, a jakoś nikt za to nie poniósł odpowiedzialności.

Rynek gazu jest sektorem strategicznym i bardzo wrażliwym. Nie tylko dlatego że ukształtowany historycznie kierunek dostaw jest wrażliwy na politykę. Również dlatego że naturalny monopolista panujący na rynku, cokolwiek by mówić o monopolach, jest obecnie gwarantem naszego bezpieczeństwa energetycznego. I nie jest wskazane, by zagrozić jego pozycji nierozumnymi decyzjami administracyjnymi. A raptem grupa posłów chce mu odebrać cały polski rynek przemysłowy, wymuszając na PGNiG przyjęcie obliża giełdowego na niespotykanym w świecie poziomie 70 proc. całości gazu wprowadzanego do systemu. Bez uzasadnienia (nie ma OSR), bez jakichkolwiek dostępnych ocen skutków takiej decyzji. Szkoda, że nie rozumieją tego posłowie. Przecież oczywiste jest, że taka decyzja czyni „wydmuszkę” z wielkiego koncernu gazowego, pod znakiem zapytania stawia przyszłość sektora chemicznego (po co budowano Grupę Azoty, skoro nie będzie miała zapewnionego surowca w konkurencyjnych kontraktach długoterminowych?), wyeksportuje z Polski przemysł stalowy i cemento-

wy. Nikt nie powie chyba, że to skutek unijnych dyrektyw gazowych, bo tam na temat obliża giełdowego nie ma nawet wzmianki. Czy nie można było wykorzystać z powodzeniem stosowanych w wielu krajach tzw. programów uwalniania gazu, tak jak na przykład w Czechach? (patrz str. 60)

Koncentrujemy się na prawie gazowym i energetycznym, bo to one, na nowo napisane, powinny stanowić prawdziwy kodeks rynku energii. Ale zamieszanie legislacyjne wokół tych ustaw to tylko fragment większej całości. Przecież równocześnie podejmowane są prace ustawodawcze w zakresie nowelizacji wielu innych regulacji gospodarczych. Dokonuje się noweli ustawy o wprowadzeniu dla gazu ziemnego podatku akcyzowego, powstaje nowelizacja prawa geologicznego i górniczego oraz projekt ustawy o specjalnym podatku węglowodorowym i zmianie ustawy o podatku od wydobycia niektórych kopalin. Każdy z tych projektów to wytyczenie reguł gry na rynku gazu na wiele lat, to budowanie warunków działania firm sektora, to gwarancje (lub ich brak) bezpieczeństwa energetycznego, bezpieczeństwa finansów publicznych, bezpieczeństwa odbiorców gazu. Każdy z tych projektów to prawne ramy dla strategii rozwoju rynku energii w Polsce.

Jeśli przyjrzeć się bliżej tym wszystkim projektom, wrażenie jest jedno – nie ma w tej legislacji logiki gwarantującej dobre perspektywy dla polskiej gospodarki, nie ma czytelnych sygnałów, w jakich dziedzinach i jak będziemy budować naszą pozycję konkurencyjną na globalnym rynku.

Jeśli w prawie węglowodorowym (pierwotnie dedykowanym tylko złożom niekonwencjonalnym) planujemy solidnie opodatkować nie tylko poszukujących gazu z łupków, ale przy okazji mocno nadwerżyc poszukiwania na złożach konwencjonalnych, to znaczy, że perspektywa dla „błękitnego paliwa”, jako paliwa przyszłości, legniew gruzach. A łupkowe plany można między bajki włożyć, bo nikt rozsądny nie wyda złotówki na inwestycje. Jeśli w polityce akcyzowej pomijamy CNG jako wolne od podatku, to znaczy, że skreślamy się z listy krajów już wykorzystujących realnie CNG jako paliwo dla motoryzacji i oznajmiamy, że pakietu klimatyczno-

-energetycznego nie zamierzamy respektować.

U zarania wszystkich błędów w legislacji leży brak myśli strategicznej. Jak może powstać mądre prawo, skoro nie wiadomo, jakie cele strategiczne powinno chronić. Kontredans legislacyjny to jednak również brak wyobraźni, przypadkowość w podejmowaniu długofalowych decyzji z pełnym poczuciem, że ich rezultat nie ma znaczenia. Bo tak naprawdę znaczenie ma tylko efekt krótkoterminowy – w tej, a może jeszcze następnej kadencji politycznej. To efekt polityczny. I jeśli tę zgubną logikę procesów legislacyjnych przyjąć, czytelne stają się ich zdumiewające meandry. Nawet jeśli resorty gospodarcze przygotowują jakieś projekty sensownie, resort finansów potrafi rozłożyć je na łopatki, bo dla księgowego liczy się tylko bilans roczny. Nawet jeśli jakieś postulaty środowisk gospodarczych (deregulacja gospodarki) są sensowne, to nie znaczy, że są potrzebne, bo przecież liczne agendy, urzędy, rady i agencje muszą z czegoś żyć, a dzięki nim ludzie zaplecza politycznego. I tak oto legislacja staje się wypadkową dość złożonych kalkulacji finansowo-prawno-politycznych. A że nie sprzyja to budowaniu państwa prawa, nie sprzyja przyszłości gospodarki, nie sprzyja przede wszystkim przedsiębiorczości, z której państwo żyje? To już sprawa dla politologów, historyków, publicystów.

Odnoszę wrażenie, że branża gazownicza i energetyczna powinny dojrzeć do decyzji, by postawić sprawę zasadniczo. Karta Praw Podstawowych zapewnia obywatelom UE (art. 41) prawo do dobrej administracji. W tym przypadku polska administracja zawiodła, więc sektor powinien upomnieć się o swoje prawo do rzetelnego postępowania administracyjnego. Zła administracja może być przecież przedmiotem skargi do europejskiego *ombudsmana* (art. 43).

Tym bardziej że w preambule do Konstytucji RP czytamy, iż jako prawo podstawowe pragnie „działaniu instytucji publicznych zapewnić rzetelność i sprawność”.

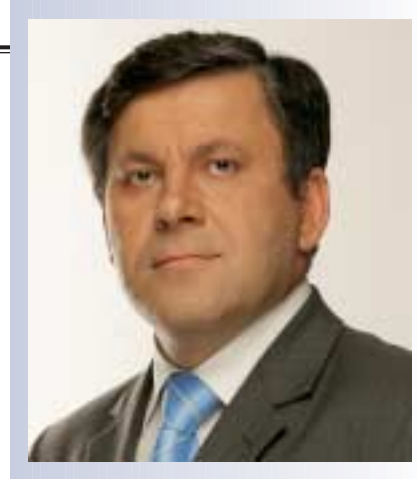
**Adam Cymer**

\* Communication from the Commission to the Council and the European Parliament – Report on progress in creating the internal gas and electricity market {SEC(2009)287}, <http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2009:0115:FIN:EN:PDF>



# Nie możemy działać pochopnie

Rozmowa z **Januszem Piechocińskim**, wicepremierem, ministrem gospodarki



Trwają trudno zrozumiałe prace legislacyjne dotyczące sektora energetycznego. Mamy „duży trójkąt”, „mały trójkąt”, OZE i niewielu już wie, jak ostatecznie mają wyglądać ustawy regulujące rynek energii. Równocześnie pojawiają się projekty regulujące wydobywanie gazu z łupków i trwają prace nad bardzo oczekiwaną przez inwestorów liniowych ustawą o korytarzach przesyłowych. Czy tego procesu stanowienia prawa nie można jakoś uczynić, a jednocześnie przyspieszyć, bo mimo licznych wyznaczonych terminów, żadna z tych ustaw od dawna nie może ujrzeć światła dziennego?

Proszę pamiętać, że mamy do czynienia z kompleksową regulacją jednego z największych sektorów gospodarki – energetyki. W tak olbrzymiej materii nie możemy działać pochopnie, tym bardziej że wiele jej obszarów będziemy porządkować po raz pierwszy. Jednocześnie staramy się, żeby proces legislacyjny przebiegał sprawnie. Pewnych rzeczy nie możemy jednak ominąć czy przyspieszyć. Mam tu na myśli przede wszystkim konsultacje społeczne i międzyresortowe, które wymagają czasu. Daliśmy w nich szansę wypowiedzi wszystkim, których zmiany będą dotyczyć. Do Ministerstwa Gospodarki wpłynęło sporo uwag i propozycji, teraz są one przedmiotem prac rządowych.

Nie ulega wątpliwości, że wiele kwestii zapisanych w „trójkącie energetycznym” jest bardzo złożonych i wymaga szczegółowej analizy korzyści i zagrożeń oraz kosztów. Mam tu na myśli m.in. model operatorstwa przesyłowego, ustalenie pozycji prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, ochronę odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej i gazu, instalację liczników inteligentnych, koncesje naftowe czy kierunek i poziom wsparcia dla odnawialnych źródeł energii.

Niezależnie od rządowych prac nad „trójkątem energetycznym” powstał również posełski projekt zmian w prawie energetycznym i niektórych innych ustawach. Ma on przede wszystkim zapewnić pełne wdrożenie przepisów dyrektyw unijnych oraz spełnić wymagania KE dotyczące energii elektrycznej, gazu oraz odnawialnych źródeł energii. Dokument został skierowany do Komisji Gospodarki Sejmowi.

W tym chaosie legislacyjnym rozkwitają natychmiast rozmaite pozaustawowe regu-

lacje. Mimo rządowych deklaracji, że będzie postępował proces deregulacji gospodarki, Urząd Dozoru Technicznego wzmacnia swoje funkcje komercyjne, a nawet występuje o kolejne – certyfikacji zawodów. Podobnie URE – jego autonomia i zakres kompetencji są coraz większe. Aktywizuje się UOKiK, kwestionując np. wzory umów operatorów gazowych, wzory akceptowane przez URE. Jak to jest z tą deregulacją, skoro w sektorze energii widać już wyraźną nadregulację?

Chciałbym zwrócić uwagę na specyfikę sektora energetycznego, szczególnie w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, koncesjonowania działalności gospodarczej, ograniczonej konkurencji czy niebezpiecznych zawodów. Tutaj powinny istnieć silne instytucje nadzoru z odpowiednimi uprawnieniami.

Odpowiadając na pana pytanie, rozszerzenie zadań Urzędu Regulacji Energetyki jest podyktowane wdrożeniem unijnego tzw. trzeciego pakietu liberalizacyjnego. Jego główną ideą jest niezależność organizacyjna, prawna, funkcjonalna i finansowa regulatora. Dlatego w „trójkącie energetycznym” znalazły się odpowiednie zapisy dotyczące URE. Z kolei w przypadku Urzędu Dozoru Technicznego nie mamy do czynienia z tworzeniem nowej kompetencji czy nowego regulowanego zawodu. Uporządkowaliśmy jedynie obecnie obowiązujące prawo. Kompetencje do wydawania świadectw kwalifikacyjnych potwierdzających uprawnienia do wykonywania prac przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci nadaliśmy komisji przy prezesie UDT, a nie – jak było wcześniej – komisji przy prezesie URE. Natomiast jeśli chodzi o aktywność UOKiK, wykonywał on jedynie swoje ustawowe kompetencje. Organ stojący na straży uczciwej konkurencji, w przypadku uzasadnionych wątpliwości czy nie doszło do złamania przepisów, podejmuje odpowiednie działania. Nie można rozpatrywać tego w kategorii deregulacji.

**Wszyscy już zgadzają się, że formalnie istniejąca „Polityka energetyczna 2030” zdezaktualizowała się nie tylko co do prognoz, ale także strategii działania. Czy to URE powinno budować giełdę gazu i określać skalę obrotów na niej, czy może jednak Ministerstwo Gospodarki powinno ten proces wkomponować w strategię dla energetyki?**

Kiedy realnie ruszą prace nad nową polityką energetyczną, taką krajową „mapą drogową 2035”, a może nawet 2050?

Ministerstwo Gospodarki rozpoczęło już uaktualnianie polityki energetycznej Polski. W nowym dokumencie uwzględnimy najważniejsze elementy dotyczące sektora energetycznego, takie jak m.in. wykorzystanie gazu ze źródeł niekonwencjonalnych, wyzwania klimatyczne, budowa wspólnego rynku energii w ramach Unii Europejskiej oraz wykorzystanie funduszy europejskich w nowej perspektywie finansowej 2014–2020.

Mówiąc o uruchomieniu giełdy gazu, chciałbym podkreślić, że to skomplikowany proces, wymagający współpracy kilku kluczowych graczy sektora. Minister gospodarki umożliwił obrót paliwami gazowymi w punkcie wirtualnym, dostosowując rozporządzenie w sprawie funkcjonowania systemu gazowego. Operator systemu przesyłu gazowego przygotował nową instrukcję ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, pozwalającą na handel na giełdzie gazu i w punkcie wirtualnym. Natomiast spółka prowadząca giełdę towarową stworzyła infrastrukturę handlową umożliwiającą obrót paliwami gazowymi. I wreszcie, na koniec, Urząd Regulacji Energetyki uznał rynki giełdowy i obrotu gazem ziemnym za spełniające przesłanki zwolnienia z przedkładania taryf do zatwierdzenia, co pozwoliło na stworzenie właściwego rynku gazu ziemnego.

Pamiętajmy, że celem funkcjonowania giełdy gazu jest liberalizacja sektora błękitnego paliwa w Polsce. To również krok w kierunku urynkwienia obrotu paliwami gazowymi i stworzenia płynnego rynku hurtowego, który pozwoli na swobodny wybór dostawcy oraz wyznaczenie ceny referencyjnej surowca. Rozwój hurtowego handlu gazem na giełdzie zwiększy jego transparentność oraz dostęp do dostaw tego paliwa. Umożliwi to uczestnikom rynku zawieranie korzystniejszych kontraktów odpowiadających warunkom rynkowym obowiązującym w UE. Dla prezesa Urzędu Regulacji Energetyki płynny rynek giełdowy będzie krokiem ku uwolnieniu cen surowca dla odbiorców instytucjonalnych, a w dłuższej perspektywie dla całego rynku gazu ziemnego.

Rozmawiał **Adam Cymer**



# NOWE Muzeum Narodowe

Muzeum Narodowe w Warszawie z rozmachem zainaugurowało rok jubileuszu 150-lecia. Patronem Muzeum Narodowego w Warszawie od 2003 roku jest włączająca się również w te uroczystości Mazowiecka Spółka Gazownictwa.

**N**a nowe otwarcie Muzeum Narodowego w Warszawie złożyły się między innymi: nowoczesna aranżacja galerii, zrewitalizowany dziedziniec im. Stanisława Lorentza, nowy wizerunek budynku i dziedzińca głównego, przywrócenie im wyglądu

z czasów świetności końca lat 30. ubiegłego wieku.

W uroczystości inauguracyjnej rok jubileuszowy udział wziął prezydent Bronisław Komorowski – honorowy patron jubileuszu 150-lecia, ludzie kultury z Polski i z zagranicy, przedstawiciele odpowie-

dzialnego społecznie biznesu, kolekcjonerzy i koneserzy sztuki.

Rok jubileuszowy rozpoczął się oddaniem odnowionych ekspozycji stałych: Galerii Sztuki XIX Wieku, Galerii Dawnego Malarstwa Europejskiego oraz Galerii Portretu Staropolskiego i Europejskiego, a także głośną wystawą „Wywyższeni. Od faraona do Lady Gagi”, ukazującą wszechobecność hierarchii od starożytności po współczesność.

Podczas roku jubileuszowego zakończyły się także trwające 2 lata prace kon-



Galeria Sztuki XX i XXI Wieku.





Cztery razy ŚWIAT.

serwatorskie nad obrazem Bitwa pod Grunwaldem Jana Matejki, który znów odzyskał dawny blask. 19 stycznia br. udostępniono natomiast publiczności galerię z największą kolekcją sztuki nowoczesnej i współczesnej w Polsce. Galeria Sztuki XX i XXI Wieku jest jedyną w Warszawie wielką kolekcją sztuki ostatnich 112 lat, w której najwcześniejsze prace pochodzą z pierwszej dekady ubiegłego stulecia, najnowsze zaś powstały w 2012 roku.

Rok jubileuszowy, obfitujący w wiele niezwykle zróżnicowanych projektów, w połowie br. zbliży się ku końcowi, jednak interesująco przedstawia się także koncepcja dalszego rozwoju muzeum. W jej ramach przewidziano m.in. budowę nowego gmachu na potrzeby pracowni konserwatorskich i biblioteki, zagospodarowanie przestrzeni po przeniesieniu Muzeum Wojska Polskiego, utworzenie Oddziału Wzornictwa, Oddziału Fotografii czy przebudowę wielkiego skarbu muzeum – Galerii Faras.

Muzeum Narodowe w Warszawie, założone w 1862 roku jako Muzeum Sztuk Pięknych, to jedno z najstarszych muzeów sztuki w Polsce. Dziś zbiory Muzeum Narodowego w Warszawie liczą ok. 830 tys. dzieł sztuki polskiej i światowej – od antyku do współczesności – i obejmują malarstwo, rzeźbę, rysunki oraz ryciny, fotografie, numizmaty, a także przedmioty sztuki użytkowej i wzornictwo.

**Renata Łatanik**



Inauguracja jubileuszu 150-lecia Muzeum Narodowego z udziałem Bronisława Komorowskiego, prezydenta RP.



Galeria Sztuki XX i XXI wieku.

# Co wiemy na temat konsolidacji?

**Anna Jarosz**

Procesy restrukturyzacyjne, prowadzone w segmencie dystrybucji, są bezpośrednią konsekwencją przyjętej przez Radę Nadzorczą na wniosek Zarządu 18.12.2012 r.

„Krótkoterminowej strategii budowania wartości GK PGNiG do 2014 roku”. Jednym z jej kluczowych obszarów jest optymalizacja kosztów działalności całej Grupy Kapitałowej PGNiG.

**W**ażnym elementem tego procesu będzie połączenie sześciu obecnie istniejących spółek gazownictwa w jeden podmiot i powołanie Spółki Dystrybucyjnej z siedzibą w Warszawie. Decyzja o konsolidacji sektora dystrybucji została podjęta na podstawie analiz dotyczących podobnych branż w Polsce i w Europie, przeprowadzonych na zlecenie Zarządu PGNiG SA przez wiodące firmy konsultingowe.

Zaprezentowane przez firmy doradcze benchmarki – zarówno polskie jak i europejskie – pokazały, że w polskim systemie OSD zmiana modelu dystrybucji z rozproszonego na zintegrowany znacznie podniesie efektywność operacyjną i kosztową tego segmentu, a tym samym przyczyni się do zwiększenia efektywności w całej Grupie Kapitałowej PGNiG. Przykłady z rynków polskich i europejskich potwierdzają możliwość skutecznego przeprowadzenia integracji w sektorze dystrybucji oraz uzyskania w jej wyniku wymiernych korzyści. Konsolidacja działalności dystrybucyjnej jest powszechnym trendem obserwowanym na polskim rynku energii elektrycznej. Cztery największe polskie grupy elektroenergetyczne (PGE, TAURON, ENERGA i ENEA) dokonały już integracji w tym obszarze. Na rynku europejskim konsolidacji w ramach obszaru dystrybucji gazu dokonano w Wielkiej Brytanii i Francji (integracja lub wydzielenie jednego skonsolidowanego podmiotu zarządzającego wieloma regionalnymi oddziałami dystrybucji: *NationalGrid*, *GdF*) oraz w Niemczech (znacząca redukcja liczby OSD w ramach jednej grupy kapitałowej E.ON).

Najważniejsze korzyści z integracji w obszarze dystrybucji, osiągnięte przez polskie i zachodnie firmy

z sektora energetyki (na podstawie przeprowadzonych badań) to:

- obniżenie kosztów operacyjnych poprzez uwspólnienie części funkcji, np. finansowo-księgowej, IT, HR, zakupowej, obsługi prawnej, zarządzania danymi, inwestycyjnej itd. (przeciętne oszczędności około 10–15% OPEX, co w przypadku sześciu spółek gazownictwa wynosi od ok. 275 mln PLN do ok. 412 mln PLN),
- optymalizacja procesu alokacji i koordynacji inwestycji, wspomagająca zrównoważony rozwój systemu dystrybucyjnego jako całości (alokacja środków do miejsc, w których występują największe potrzeby inwestycyjne związane z rozwojem sieci dystrybucyjnych),
- poprawa jakości usług dystrybucyjnych, w tym obsługi klienta, zwłaszcza klientów sieciowych (np. pogotowie gazowe czy służby remontowe gazociągów).

W GK PGNiG największe korzyści z integracji dystrybucji zaobserwujemy w następujących obszarach:

- **planowanie inwestycji/rozwój sieci** (globalna optymalizacja portfela inwestycyjnego, zapewniająca maksymalizację poziomu dochodowych inwestycji oraz zwrotu z zainwestowanego kapitału),
- **zarządzanie regulacyjno-taryfowe** (centralizacja kompetencji w tym zakresie oraz wynikająca z tego poprawa pozycji negocjacyjnej w kontaktach z URE, dotyczących wniosków taryfowych – wnioskowanie o jedną taryfę dla całego obszaru jednej spółki),
- **zarządzanie danymi odczytowymi, billing oraz należności** (ujednoczenie standardów ochrony danych pomiarowych, współdzielenie zasobów, centralny nadzór nad poziomem należności oraz integracja systemów),
- **zarządzanie IT** (centralne planowanie inwestycji IT, wybór kompatybilnych platform, współdzielenie zasobów IT),
- **skarb/tresury** (*cash pooling* dla całego obszaru dystrybucji),
- **obsługa prawna** (zapewnienie jednolitych standardów oraz modelu wsparcia prowadzącego do obniżenia kosztów: *in-house/outsourcing*).

Połączenie spółek gazownictwa w jeden podmiot nastąpi w drodze zawiązania nowej spółki, na podsta-

wie art. 492 kodeksu spółek handlowych, i polegać będzie na przeniesieniu majątku tych spółek na nową spółkę w zamian za akcje lub udziały.

W rezultacie łączące się spółki stracą swój byt prawny, czyli – innymi słowy – przestaną istnieć.

Prawne skutki konsolidacji są następujące:

- w zakresie praw i obowiązków o charakterze cywilnoprawnym – sukcesja uniwersalna, tj. spółka nowo zawiązana wstępuje we wszystkie prawa i obowiązki łączących się spółek,
- skutki o charakterze administracyjnoprawnym – na spółkę nowo zawiązaną przechodzą zezwolenia i koncesje spółek łączących się, chyba że ustawa lub decyzja o udzieleniu zezwolenia, koncesji lub ulgi stanowi inaczej,
- skutki w zakresie praw i obowiązków pracowniczych – przejście zakładu pracy na nowego pracodawcę na podstawie art. 23<sup>1</sup> kodeksu pracy.

**21.02.2013 r.** Zarząd PGNiG SA zatwierdził skład Zarządu Spółki PGNiG SPV4 sp. z o.o., której zadaniem będzie konsolidacja sześciu spółek dystrybucyjnych. W skład zarządu weszli: Adam Kielak, prezes zarządu, Andrzej Dębogórski, członek zarządu ds. technicznych, Andrzej Pęcherek, członek zarządu ds. strategii i rozwoju (KSG), i Łukasz Hadyś, członek zarządu ds. finansowych (KSG). SPV 4 jest nazwą roboczą spółki specjalnego przeznaczenia (od angielskiej nazwy *Special Purpose Vehicle*), w ramach

której zachodzi proces integracji spółek dystrybucyjnych. Docelowo nazwa firmy ulegnie zmianie i będzie odzwierciedlała działalność, jaką obecnie prowadzą spółki dystrybucyjne. Skonsolidowana, nowo powołana spółka dystrybucyjna będzie miała siedzibę w Warszawie i będzie funkcjonowała w oparciu o 6 oddziałów regionalnych zlokalizowanych w siedzibach dotychczasowych spółek gazownictwa. Po uzyskaniu wszystkich zgód korporacyjnych, w tym akceptacji planu połączenia przez organa PGNiG SA, nastąpi połączenie spółek, a następnie rozpocznie się integracja wewnętrznych funkcji. Cały proces konsolidacji powinien zakończyć się w końcu czerwca 2013 roku, a pierwsza faza integracji wewnętrznej spółki (sprawy regulaminów, obiegu dokumentów, kompetencji oddziałów, pełnomocnictw) – do października 2013 r.

W strategii zapowiedziano również wydzielenie funkcji finansowo-księgowych, kadrowo-płacowych, usługi IT i zakupów. Zintegrowane zarządzanie tymi obszarami przejmie jeden ośrodek – Centrum Usług Wspólnych (CUW). Obecnie podobną rolę pełni PGNiG Serwis, który obsługuje na razie jedną z firm z grupy kapitałowej – PGNiG Termika. Docelowo jednak PGNiG Serwis swoją działalnością obejmie spółki dystrybucyjne oraz wszystkie oddziały PGNiG SA, z wyłączeniem oddziałów zagranicznych. Prace nad powyższym procesem planowane są na lata 2013–2014.

**Decyzja o konsolidacji sektora dystrybucji została podjęta na podstawie analiz dotyczących podobnych branż w Polsce i w Europie.**



Program konsolidacji prezentowany był we wszystkich spółkach dystrybucyjnych. Na zdjęciu Grażyna Piotrowska-Oliwa, prezes PGNiG, na spotkaniu w Dolnośląskiej Spółce Gazownictwa.

# Zapewnienie nawaniania paliwa gazowego

**Marek Pyda**

Gaz ziemny nie ma charakterystycznego zapachu, który byłby wyczuwalny i mógłby ostrzegać o zagrożeniach związanych z jego występowaniem. Dlatego w celu zapewnienia bezpieczeństwa jego rozprowadzania konieczne jest wprowadzenie do niego substancji, która taki zapach zapewni.

**P**roces wprowadzania do paliwa gazowego środka nawaniającego nazywany jest nawanianiem. Od połowy lat 70. ub.w. do nawaniania gazu stosowany jest tetrahydrotiofen (THT). Środek nawaniający wprowadzany jest do paliwa gazowego za pomocą specjalistycznych urządzeń, tzw. nawaniania gazu.

Zgodnie z przepisami prawa, obowiązek nawaniania paliwa gazowego spoczywa na operatorze systemu dystrybucyjnego. W związku z tym Dolnośląska Spółka Gazownictwa musi zapewnić odpowiednie nawanianie transportowanego jej sieciami gazu.

W większości przypadków właścicielem instalacji do nawaniania paliwa gazowego nie jest jednak Dol-



*Nawaniania na SRP LSSE Legnica.*

nośląska Spółka Gazownictwa, lecz Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Dlatego spoczywający na nas obowiązek realizowany jest głównie poprzez zakup usługi nawaniania paliwa gazowego od Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. W ramach zawartej umowy, OGP GAZ-SYSTEM S.A. zapewnia odpowiedni poziom nawonienia w 141 punktach wejścia do systemu dystrybucyjnego naszej spółki.

Dodatkowo, w celu dokonania nawaniania paliwa gazowego na całym obszarze funkcjonowania, Dolnośląska Spółka Gazownictwa wykorzystuje 25 nawaniania będących jej własnością. W tym przypadku konieczne jest zapewnienie właściwej obsługi instalacji oraz zakup i dostawa środka nawaniającego. Spółka podpisała odpowiednią umowę z podmiotem zewnętrznym, która gwarantuje wykonanie powyższych czynności.

W ubiegłym roku sytuacja uległa zmianie, kiedy Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. poinformował naszą spółkę o podjęciu decyzji o stopniowej rezygnacji ze świadczenia usługi nawaniania paliwa gazowego. Zgodnie z przekazanymi informacjami, OGP GAZ-SYSTEM S.A. będzie świadczył usługę nawaniania do końca sierpnia 2014 roku, a więc do końca terminu obowiązywania aktualnej umowy. Po tym terminie nie będzie możliwości zakupu przedmiotowej usługi, możliwe natomiast będzie zbycie prymy OGP GAZ-SYSTEM S.A. posiadanych instalacji do nawaniania paliwa gazowego.

W związku z tym, w celu opracowania zasad przejęcia funkcji nawaniania paliwa gazowego przez Dolnośląską Spółkę Gazownictwa, 3 lipca 2012 roku powołano zespół, do którego głównych zadań należało:



*Nawaniania na SRP Jelcz Miasto.*

- przygotowanie rekomendacji dla zarządu odnośnie do przejęcia poszczególnych nawianialni,
- przygotowanie wstępnych propozycji zapewnienia obsługi przejętych nawianialni,
- przygotowanie innych materiałów, propozycji, rekomendacji itp., niezbędnych do właściwego przeprowadzenia procesu zapewnienia nawaniania paliwa gazowego, po rezygnacji ze świadczenia usługi przez OGP GAZ–SYSTEM S.A.

Powołany zespół w ramach prowadzonych prac dokonał oględzin w terenie 139 nawianialni należących do OGP GAZ–SYSTEM S.A. oraz przeprowadził wiele spotkań poświęconych analizie uzyskanego materiału i wypracowaniu rekomendacji dla zarządu odnośnie do przejęcia poszczególnych nawianialni.

Do rozpatrzenia w ramach zespołu przyjęto dwa warianty zapewnienia nawaniania paliwa gazowego:

- wariant I – oparty na nawianialniach centralnych,
- wariant II – oparty na nawianialniach miejscowych.

Porównanie opracowanych wariantów wykazało, że kosztowo korzystniejszy byłby wariant I, oparty na nawianialniach centralnych. Rozwiązanie to, bazujące na nawianialniach zlokalizowanych na sieci OGP GAZ–SYSTEM S.A. i nawianianiu paliwa gazowego w tej sieci, nie uzyskało jednak aprobaty GAZ–SYSTEM S.A. W związku z tym w dalszej pracy zespołu skupiono się na wariantcie II, opartym na nawianialniach miejscowych.

W celu zapewnienia sprawnej obsługi tworzonego systemu nawaniania paliwa gazowego, najlepszym rozwiązaniem byłoby posiadanie własnych nawianialni, z pełnym dostępem do urządzeń, wpływem na jakość sygnałów niezbędnych do ich sterowania czy osobnym rozliczeniem energii elektrycznej. Jednak ze względu na to, że budowa od podstaw takiego systemu może być długotrwała i bardzo kosztowna, rekomendowano wykorzystanie nawianialni należących obecnie do OGP GAZ–SYSTEM S.A.

Prace powołanego zespołu zakończyły się 30 listopada 2012 roku, w ich wyniku ustalono, że spośród 141 punktów wejścia istnieje możliwość wykorzystania nawianialni należących obecnie do OGP GAZ–SYSTEM S.A. w 118 punktach. W 17 punktach konieczne będzie wybudowanie własnych nawianialni, a w 4 punktach, ze względu na planowane przebudowy systemu, nawianialnie nie będą potrzebne.

Jednocześnie zespół zarekomendował wariant zapewnienia obsługi przejętych nawianialni oparty na zleceniu wykonywania przeglądów oraz dowozu THT wraz z uzupełnianiem zbiorników firmie zewnętrznej a realizowanie oględzin oraz prób i regulacji własnymi siłami.

Zaproponował również następujący plan dalszych prac:

- potwierdzenie, na szczeblu decyzyjnym, braku zgody OGP GAZGAS–SYSTEM S.A. na przejęcie nawianialni centralnych,
- przeanalizowanie wspólnie z OGP GAZ–SYSTEM S.A. przypadków szczególnych,



Nawianialnia na SRP Jelcz Miasto.

- przeprowadzenie analizy źródła finansowania – ze względu na brak zarezerwowanych środków inwestycyjnych w PI na 2013 rok,
- przeprowadzenie procesu inwestycyjnego w zakresie budowy brakujących nawianialni,
- ustalenie z OGP GAZ–SYSTEM S.A. zasad prowadzenia remontów i modernizacji nawianialni do czasu ich przejęcia,
- ustalenie z OGP GAZ–SYSTEM S.A. zasad sporządzenia operatów szacunkowych,
- wykonanie operatów szacunkowych,
- uzgodnienie z OGP GAZ–SYSTEM S.A. projektów umów na sprzedaż urządzeń, najem nieruchomości, dostarczanie energii elektrycznej i danych do sterowania pracą nawianialni,
- przejęcie nawianialni – obowiązywanie aktualnej umowy – sierpień 2014 roku.

Raport z prac zespołu został przyjęty przez zarząd i – zgodnie z decyzją wyrażoną poprzez wydanie odpowiedniego polecenia służbowego – jego prace mają być kontynuowane w celu realizacji wszystkich czynności, które zapewnią zbudowanie własnego systemu nawaniania paliwa gazowego i nawianianie go po zakończeniu realizacji usługi przez GAZ–SYSTEM S.A. Obecnie trwają intensywne prace w ramach zespołu oraz w ramach spotkań z przedstawicielami GAZ–SYSTEM S.A., które mają zapewnić osiągnięcie tego celu.

**Autor jest kierownikiem Działu Zarządzania Majątkiem Sieciowym.**

#### **Dolnośląska Spółka Gazownictwa**

**sp. z o.o.**

ul. Ziębicka 44, 50-507 Wrocław

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

faks (+48) 71 336 78 17

# III Strumień SAP

Elżbieta Cicha

W Górnośląskiej Spółce Gazownictwa od 2005 roku wdrażany jest zbiór rozwiązań informatycznych oraz platforma integracji i aplikacji oprogramowania „mySAP Business Suite”. Do tej pory spółka w pełni wdrożyła SAP Strumień I (w zakresie modułu finansowo-księgowego, 2006 r.) oraz Strumień II (w zakresie modułu inwestycje i rozwój, zarządzanie majątkiem: remonty i eksploatacja, zaopatrzenie i gospodarka materiałowa, 2012 r.).

Prace nad wdrożeniem III Strumienia SAP rozpoczęły się w styczniu 2011 roku. W listopadzie 2012 roku uruchomiono produkcyjne SAP SM (SAP *Strategy Management*) – narzędzie do sprawnego i skutecznego zarządzania strategią firmy z uwzględnieniem ryzyka, z wykorzystaniem modelu zrównoważonej karty wyników.

Obecnie trwają ostatnie przygotowania przed oddaniem do użytkowania kokpitów menedżerskich oraz modułu do planowania i budżetowania. Pełne wdrożenie funkcjonalności systemu SAP w zakresie

5) automatycznego ustalania kolejności przepływu pracy i dokumentów związanych z procesem planistycznym.

## Moduł kokpity menedżerskie – BO (*Business Objects*)

Kokpit w projekcie wdrożenia III Strumienia SAP jest rozumiany jako zestaw aplikacji umieszczonych na wewnętrznym portalu korporacyjnym 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 działań, takich jak planowanie strategiczne, planowanie zarządcze, przeprowadzanie symulacji. Poprzez umieszczenie w kokpitach również połączeń z innymi aplikacjami umieszczonymi na portalu korporacyjnym GSG, możliwe będzie wykorzystanie czynnych funkcji z innych stron wewnętrznych GSG (jak np. dostęp do poczty elektronicznej czy do aplikacji SAP SM – *Strategy Management*).

Kokpity menedżerskie podzielone zostały na 3 sekcje:

**SEKCJĘ ZARZĄDCZĄ** – w tej sekcji znajdują się informacje potrzebne menedżerom w realizacji funkcji zarządzania w rozumieniu ogólnym – są to raporty dotyczące strategii, finansów i zasobów ludzkich,

**SEKCJĘ BRANŻOWĄ** – w tej sekcji znajdują się raporty przeznaczone dla poszczególnych grup menedżerów z uwagi na sprawowane przez nich funkcje (przynależność do poszczególnych obszarów funkcjonowania spółki),

**SEKCJĘ PERSONALNĄ** – w tej sekcji znajdują się raporty potrzebne w trakcie wykonywania pracy, wynikające z indywidualnego zapotrzebowania menedżera, konfigurowalne przez daną osobę samodzielnie.

Plan pracy zespołów działających w strukturach projektowych III Strumienia SAP



Strumienia III planowane jest na czerwiec 2013 roku.

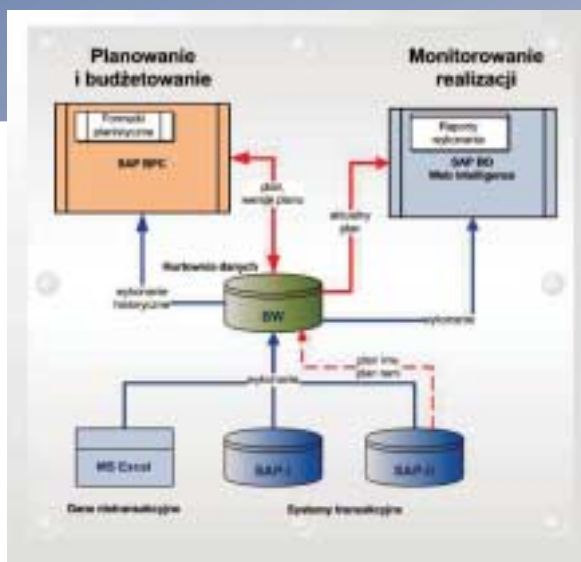
Projekt wdrożenia systemu SAP w zakresie pozostałych modułów Strumienia III obejmuje wdrożenie funkcjonalności systemu SAP w zakresie:

- 1) prognozowania, planowania i analiz;
- 2) budżetowania;
- 3) zarządzania strategicznego i operacyjnego z wykorzystaniem funkcjonalności zrównoważonej karty wyników;
- 4) zastosowania kokpitów menedżerskich;

Poniżej przykłady kokpitów.







## Moduł SAP BPC (*Business Planning and Consolidation*) – prognozowanie, planowanie, budżetowanie, analizy

Planowanie jest jedną z czterech głównych funkcji zarządzania. Stwarza ono bazę do prawidłowego organizowania działalności w przedsiębiorstwie, skutecznego motywowania i właściwego kontrolowania działań poprzez ustalanie odchyleń, przyczyn ich powstawania i eliminowania nieprawidłowości.

Aplikacja SAP *Business Planning and Consolidation* ukierunkowana jest na użytkowników biznesowych. Daje uprawnionym osobom dostęp do spersonalizowanych funkcji w zakresie:

- ułatwienia pracy użytkowników biznesowych,
- wsparcia procesów finansowych,
- tworzenia prognoz,
- dostarczania spójnej informacji finansowej.

Wdrożenie funkcjonalności systemu SAP umożliwi uczestnikom procesów realizowania zadań związanych z planowaniem, prognozowaniem i analizami w sposób ciągły i dynamiczny. Umożliwi planowanie poprzez budżety (automatyzacja procesu planowania) w organizacji o mocno rozbudowanej strukturze organizacyjnej (około 168 analitycznych jednostek budżetowych). Dzięki wbudowanym mechanizmom dystrybucji założeń budżetowych według zdefiniowanego klucza, weryfikacji zapisów, agregacji budżetów cząstkowych, a także mechanizmom przepływu pracy, wdrażany system usprawni pracę nad budżetem i planami spółki. Wprowadzony system zwiększy efektywność wymienionych procesów oraz jednoznacznie przypisze zakres odpowiedzialności konkretnych osób za dostarczenie danych wejściowych. Dopełni funkcjonalności systemu SAP w zakresie planowania inwestycji i remontów o pozostałe obszary planowania. Umożliwi umieszczenie danych z planu i wykonania w jednym narzędziu informatycznym, co zapewni ich bieżącą porównywalność.

W procesie planistycznym wykorzystane zostaną różne narzędzia SAP, wspierające realizację procesów planowania w organizacji. Wykorzystane zostaną zarówno oparte na hurtowni danych funkcjonalności SAP BPC NW oraz SAP SM, pozwalające przygotowywać i wykorzystywać wielowymiarowe struktury planistyczne, jak i narzędzia systemu transakcyjnego SAP ERP, pozwalające wprowadzać i przetwarzać dane planowe oraz środowiska raportowego BOBJ.

## Planowanie i monitorowanie taryf

Celem wdrożenia modelu planowania taryf jest:

- wdrożenie modelu planowania taryf w środowisku opartym na hurtowni danych SAP BW,
- wdrożenie narzędzia umożliwiającego przygotowanie modelu planowania taryf wraz z narzędziami do modyfikacji istniejącego modelu danych, dla kalkulacji taryf,
- wdrożenie narzędzia umożliwiającego generowanie plików do Urzędu Regulacji Energetyki w procesie przygotowywania taryfy,
- wdrożenie narzędzia umożliwiającego dostarczenie na potrzeby raportowania i kokpitów zarządczych danych planistycznych dotyczących wersji taryfy i grup taryfowych dla danego okresu taryfowego,
- przygotowanie raportów wymaganych przez URE dla wersji wniosku taryfowego.

**Wdrożenie funkcjonalności systemu SAP umożliwi uczestnikom procesów realizowanie zadań związanych z planowaniem, prognozowaniem i analizami w sposób ciągły i dynamiczny.**



### Górnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. w Zabrze

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

# W Kielcach nawalamy indywidualnie

**Michał Grabek**

Koncepcja zastosowania nowego sposobu nawalania, zakładająca przejście z nawalania centralnego na indywidualne, pojawiła się wraz z przejściem z PGNiG – przez Zakład Gazowniczy w Kielcach – gazociągów wysokiego ciśnienia i stacji I stopnia. Głównym założeniem było stworzenie systemu lepszej kontroli procesu poprzez możliwość regulacji nawalalni indywidualnych.

Jeszcze w roku 2008 w systemie gazociągów w/c, należących do kieleckiego zakładu, działały dwie centralne nawalalnie – w Lubieni, obsługująca gazociąg w/c relacji Lubienia–Sworzyce, oraz w Pęczelicach, obsługująca gazociąg relacji Zborów–Mójcza. Charakteryzowały się one odmienną technologią nawalania. W Lubieni działała nawalalnia wtryskowa, a w Pęczelicach – kontaktowa. Nawalalnie za-

montowane na wysokim ciśnieniu nie gwarantowały równomiernego i skutecznego nawonienia gazu w sieci gazowej średniego i niskiego ciśnienia. W związku z tym ponoszono dodatkowe koszty nawalania gazu znajdującego się w gazociągach przesyłowych wysokiego ciśnienia, co w kontekście ekonomicznym, a także technologicznym, było bezcelowe.

W nowo powstających stacjach przewidziano już montaż nawalalni indywidualnych. Natomiast w przypadku już istniejących zaplanowano ich rozbudowę oraz montaż odpowiednich urządzeń. W indywidualne nawalalnie gazu wyposażono więc stacje redukcyjno-pomiarowe I st. w miejscowościach: Ruda, Lipie, Wąchock, Parszów, Skarżysko Kamienna, ul. Młodzawy, Skarżysko Kamienna, os. Rejów, Bliżyn, Suchedniów, Stąporków, Kielce, ul. Loefflera, Końskie, ul. Zielona (2 stacje). Ostatni etap montażu indywidualnych nawalalni gazu na stacjach gazowych zakończył się w lipcu 2012 roku.

Wszystkie zamontowane nawalalnie oparte są na wtryskowej zasadzie działania. Do wtryskiwania środka nawalającego (THT) wykorzystywane jest ciśnienie gazu. Dzięki temu nie ma konieczności zastosowania w tym przypadku pomp wtryskowych ani skomplikowanych urządzeń do pomiaru przepustowości nawalacza. Aparatura jest więc łatwiejsza w użytkowaniu, THT wtryskiwany jest w ilości proporcjonalnej do objętości przepływającego gazu, zgodnie z parametrami określonymi na etapie programowania. Nawalalnie mogą pracować zarówno w trybie automatycznym, jak i ręcznym. Zaopatrzone są także w system rezerwowy, który przechowuje środek nawalający i działa jako zapasowy system nawalania na wypadek awarii automatycznego systemu nawalania. Dodatkową zaletą jest możliwość przesyłania wszystkich danych dotyczących środka nawalającego oraz alarmów za pośrednictwem linii telefonicznej.

Niewątpliwie najważniejszą zaletą nowego systemu jest zapewnienie skutecznej realizacji i kontroli procesu nawalania. Warto również wspomnieć o pozytywnym aspekcie ekonomicznym zakończonej inwestycji. Zbliżone docelowe przepływy sugerują, że koszty ponoszone rocznie przez Zakład Gazowniczy w Kielcach na nawalanie mają się zmniejszyć o około 50%. W skali 12 miesięcy przyniesie to nawet 150 tys. zł oszczędności.

**ZG Kielce**



*Nawalalnia gazu przy stacji redukcyjno-pomiarowej I stopnia w Suchedniowie.*



Panel sterujący wraz ze zbiornikiem THT w nawianalni przy stacji redukcyjno-pomiarowej I stopnia w Skarżysku Kamiennej, os. Rejów.

Najważniejszą zaletą nowego systemu jest zapewnienie skutecznej realizacji i kontroli procesu nawaniania.

## Pożegnanie z Centralną Nawianialnią Gazu w Komornej

Wojciech Siatrak

Centralna Nawianialnia Gazu w Komornej (powiat sandomierski) była jedynym tego typu urządzeniem eksploatowanym na terenie należącego do Karpackiej Spółki Gazownictwa, Zakładu Gazowniczego w Sandomierzu. Uruchomiona została w 1973 r. i przez wiele lat stanowiła bardzo ważny element systemu przesyłowego. Jej rolą było nawanianie paliwa gazowego płynącego w gazociągach DN350/500 Sandomierz–Ostrowiec Świętokrzyski–Lubienia, DN250/300 Lubienia–Sworzyce, a następnie gazociągów biegnących w stronę Radomia i Warszawy oraz Piotrkowa Trybunalskiego.

Nawianialnia działała do 2007 r. – do momentu uruchomienia na Węźle Lubienia nowoczesnej nawianialni wtryskowej, a na stacjach na odcinku Sandomierz–Lubienia – indywidualnych instalacji nawaniających.

Przez kilka lat CNG Komorna utrzymywana była jako rezerwa – w przypadku ewentualnej awarii nawianialni w Lubieni, jednak jej pogarszający się stan techniczny doprowadził do podjęcia decyzji o jej ostatecznej likwidacji. Prace gazoniebezpieczne odbyły się

w czerwcu 2012 r. i polegały na całkowitym usunięciu urządzenia i wstawieniu w to miejsce prostego odcinka gazociągu DN350. Prace te wymagały wielu uzgodnień i przygotowań. W sumie trwały ponad 20 godzin, i to głównie w ulewnym deszczu.

Ostatecznie prace zakończyły się sukcesem, a zdemontowane urządzenie do utylizacji zabrała Jednostka Ratownictwa Chemicznego z Tarnowa. W ten sposób zakończył się prawie 40-letni okres eksploatacji Centralnej Nawianialni w Komornej.

ZG Sandomierz

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

ul. Bandrowskiego 16, 33-100 Tarnów  
tel. (+48) 14 632 31 00,  
faks (+48) 14 632 31 11,  
sekr. (+48) 14 632 31 12  
[www.ksgaz.pl](http://www.ksgaz.pl)

# Łódzka szkoła gazownictwa daje pracę

**Renata Łatanik**

Mazowiecka Spółka Gazownictwa zrealizowała drugi z kolei projekt unijny we współpracy z Technikum Gazowniczym w Zespole Szkół Ponadgimnazjalnych nr 3 w Łodzi, którego jest patronem. I tym razem, podobnie jak poprzednio, odbyło się to w ramach Programu Operacyjnego Kapitał Ludzki – Priorytet IX – Rozwój wykształcenia i kompetencji w regionach.

Z końcem marca dobiegła końca umowa dotycząca projektu programu ponadnarodowego pomiędzy przedstawicielami Mazowieckiej Spółki Gazownictwa, pełniącej w tym projekcie rolę lidera, a partnerami zagranicznymi: hiszpańską firmą Barnagas Norte S.L. i niemiecką Viessmann Werke Berlin GmbH & Co KG. Jej realizacja rozpoczęła się 12 września 2011 r., kiedy to nastąpiło otwarcie projektu.

Ta forma kształcenia przyszłych specjalistów – we współpracy z firmami o danym profilu działalności – staje się coraz bardziej popularna. Napawa to optymizmem – dzięki temu pracodawcy zyskują pracowników coraz

lepiej przygotowanych pod kątem ich wymagań, ci ostatni zaś mogą uniknąć stresu związanego z wdrażaniem się na nowym stanowisku pracy. Pracodawcom daje to jeszcze jedną korzyść – oszczędność czasu i kosztów, które trzeba ponieść w związku z koniecznością szkolenia nowych pracowników. Działania podjęte w projekcie mają się również przyczynić do częściowej chociażby poprawy sytuacji związanej z bezrobociem osób w wieku 18–24 lat na terenie województwa łódzkiego. Ich odsetek w ostatnich latach rośnie – w grudniu 2007 r. było to 16,2%, natomiast 2 lata później już 19,5% (raport „Rynek pracy w województwie łódzkim w 2009 r.”, [www.wup.lodz.pl](http://www.wup.lodz.pl)).

Wspólna realizacja projektu unijnego to jeszcze jedna forma współpracy Mazowieckiej Spółki Gazownictwa z łódzką szkołą. Dzięki pozyskanym środkom finansowym uczniowie zdobywają dodatkowe umiejętności i kompetencje mogące w przyszłości – po ukończeniu edukacji w technikum – zwiększyć ich szanse na zatrudnienie. Poprzedni projekt, realizowany – podobnie jak obecny – w ramach Priorytetu IX – działanie 9.2 „Podniesienie atrakcyjności i jakości szkolnictwa zawodowego”, skoncentrowany był głównie na organizacji zajęć pozalekcyjnych dla 150 uczniów ze specjalizacji gazownictwo i urządzenia sanitarne. Ostatni projekt, przeprowadzony we współpracy z firmami zagranicznymi, również miał służyć podniesieniu umiejętności uczniów pod kątem ich przyszłego zatrudnienia. Z punktu widzenia uczniów projekt mógł wydawać się szczególnie interesujący także dlatego że obejmował wizyty studyjne u partnerów zagranicznych – światowych liderów w dziedzinach związanych z innowacyjnymi systemami grzewczymi oraz dostawą nowoczesnych rozwiązań technicznych dla największych operatorów i dystrybutorów paliwa gazowego w swoim regionie. Postawione przed projektem cele są zbieżne z założeniami Programu Operacyjnego Kapitał Ludzki – działanie 9.2, dotyczą bowiem tworzenia koncepcji wdrażania programów rozwojowych szkół zawodowych poprzez wprowadzenie różnych form zajęć dodatkowych mających służyć rozwojowi kluczowych kompetencji. Jednocześnie – dzięki możliwości podnoszenia kwalifikacji zawodowych uczniów, we współpracy z pracodawcami – mają zwiększyć szansę młodych ludzi na rynku pracy. Kolejnym celem projektu jest wypracowanie innowacyjnych form



Z wizytą u Viessmanna.



Muzeum Latarni Gazowych w Berlinie.

nauczania, skutecznością przewyższających metody tradycyjne. Warto wspomnieć, że to właśnie firma Viessmann – nasz zagraniczny partner – jest jedną z firm od wielu lat promujących własnym przykładem rozwój zawodowy. Jest bowiem pomysłodawcą działającej już od lat 60. ubiegłego wieku Akademii Viessmann, szkolącej przyszłych fachowców, a także organizującej różnego typu szkolenia i seminaria. Co roku uczestniczy w nich ponad 92 000 specjalistów z branży grzewczej. W Polsce od 2003 r. funkcjonuje Szkoła Policealna Nowoczesnych Technik Grzewczych Akademii Viessmann, będąca jedyną tego typu placówką oświatową. Jej powstanie wyznaczyło nowoczesny kierunek kształcenia zawodowego – w ścisłej współpracy z pracodawcami. Wydaje się, że obecnie mamy do czynienia z rozwojem tego trendu – z korzyścią dla obu stron.

Podjęte w projekcie działania, skierowane na realizację przyjętych założeń, objęły:

- kształtowanie kompetencji kluczowych (przedsiębiorczości i umiejętności podejmowania inicjatyw) oraz zawodowych uczniów poprzez różne formy zajęć pozalekcyjnych (szkolenia w zakresie spawania instalacji gazowych i zgrzewania rur polietylenowych oraz bhp, zajęcia z języka angielskiego, dotyczące umiejętności budowania stron www, warsztat aktywnego poszukiwania pracy – zajęcia prowadzone przez doradców zawodowych; seminarium z zakresu nowych technologii w gazownictwie oraz szkolenie z równości szans kobiet i mężczyzn),
- adaptację dobrych rozwiązań partnerów zagranicznych i wspólne wypracowywanie rozwiązań – opracowanie modelowego programu współpracy szkoły zawodowej z pracodawcami,
- tworzenie portfolio uczniów, ułatwiających im start w życie zawodowe po ukończeniu nauki (zawierających m.in. certyfikaty w zakresie odbytych w ramach projektu szkoleń),
- zakup sprzętu do spawania i zgrzewania instalacji gazowych oraz sprzętu bhp,
- wizyty studyjne: u hiszpańskiego oraz niemieckiego partnera projektu, w Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie oraz w Instytucie Nafty i Gazu,
- wizyty partnerów zagranicznych w Polsce,

- wydanie materiałów podsumowujących projekt oraz praktycznych poradników dla uczniów i nauczycieli, będących podsumowaniem zdobytych podczas szkoleń informacji.

Dodatkowe walory miały niewątpliwie wizyty studyjne. W pamięci uczniów z pewnością pozostanie wizyta w skansenie – Muzeum Latarni Gazowych w Berlinie, mogącym poszczycić się najbogatszą kolekcją tego typu latarni w Europie. Składa się na nią około 90 eksponatów pochodzących z 25 niemieckich i 11 innych miast europejskich. Z wielką uwagą uczniowie wysłuchali prezentacji dotyczących firm partnerskich – ich historii, rozwoju, zakresu oferowanych produktów, a także nowinek technologicznych – bezpośrednio z ust zatrudnionych tam specjalistów. Wartościowa była również wizyta w Akademii Górniczo-Hutniczej. Podczas zorganizowanego seminarium uczniowie mogli zdobyć wiedzę na temat innowacyjnych technologii stosowanych w gazownictwie, obejrzeć najnowocześniejsze urządzenia, którymi dysponuje ta uczelnia, a wreszcie zapoznać się z jej ofertą edukacyjną pod kątem możliwości kontynuacji nauki.



Zgrzewanie polietylenu w warsztatach szkolnych.

Współpraca z partnerami zagranicznymi, firmami cieszącymi się międzynarodową renomą, pozwoliła uczniom poznać realia funkcjonowania firm na zliberalizowanym rynku gazu. Z punktu widzenia polskiego rynku błękitnego paliwa, na którym ten proces dopiero się rozpoczyna, to doświadczenie bezcenne. Znajomość uwarunkowań, w których działają inne firmy europejskie z pewnością okaże się przydatna w przyszłości.

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

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

**Współpraca z partnerami zagranicznymi pozwoliła uczniom poznać realia funkcjonowania firm na zliberalizowanym rynku gazu.**

# ISO 26000 w PSG

**Katarzyna Wróblewicz**

Pomorska Spółka Gazownictwa uznała normę ISO 26000 za dokument odniesienia w zarządzaniu społeczną odpowiedzialnością w firmie.

Tym samym spółka dołączyła do grona firm, które jako pierwsze w Polsce przestrzegają wytycznych zawartych w normie.

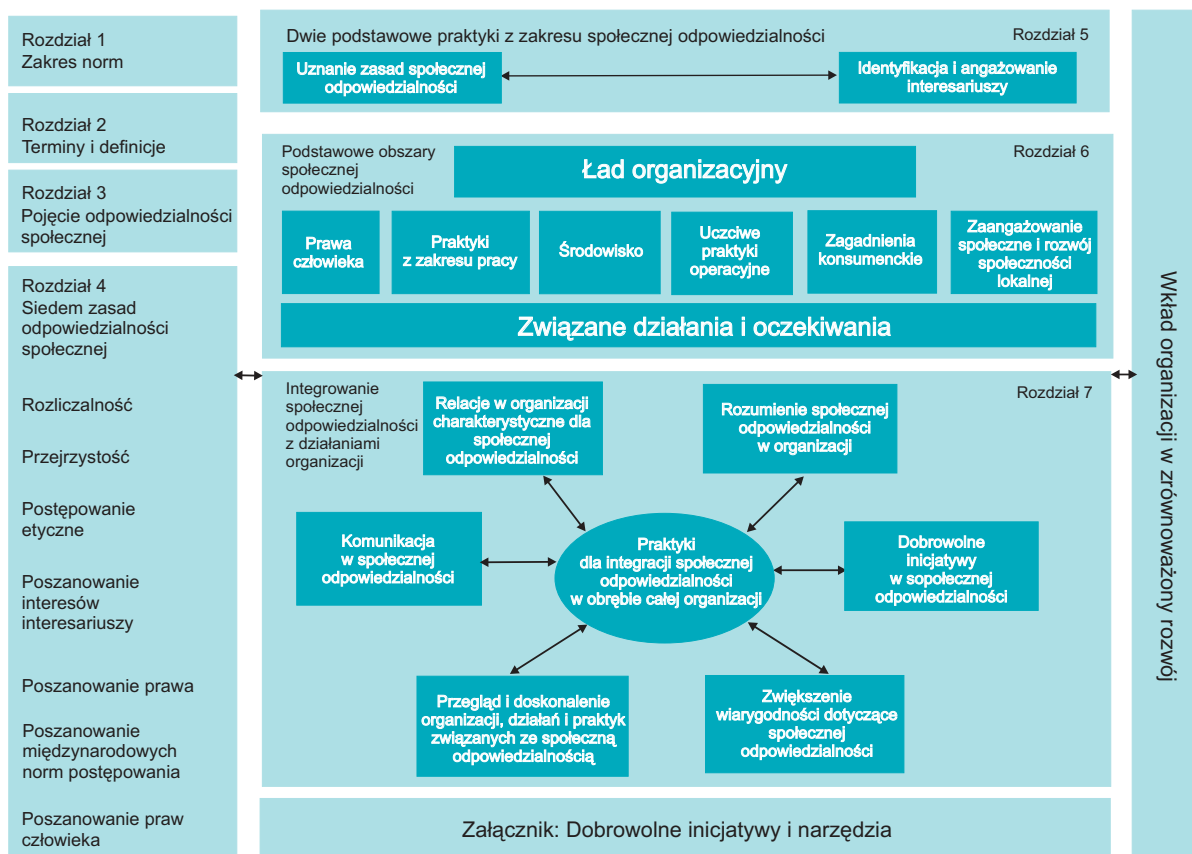
**D**ecydując się na publiczną deklarację prowadzenia działalności w duchu normy ISO 26000, spółka wzięła pod uwagę dotychczas stosowane praktyki, sposób realizacji strategii CSR oraz dokonała mapowania interesariuszy i wybrała priorytetowe obszary zrównoważonego rozwoju, adekwatne dla funkcjonowania operatora systemu dystrybucyjnego. Ponadto, wybrano obszary i cele zbliżające spółkę do maksymalizacji wpływu na zrównoważony rozwój w przyszłości. Jednocześnie spółka realizuje swoje zobowiązanie do promo-

wania społecznej odpowiedzialności biznesu i zachęcania innych przedsiębiorstw, w tym podwykonawców i dostawców, do działania zgodnego z wytycznymi ISO 26000.

ISO 26000 jest normą wypracowaną w wyniku wieloletniego międzynarodowego procesu, angażującego przedstawicieli wszystkich grup interesariuszy. W prace zaangażowanych było kilkuset ekspertów z prawie 100 krajów oraz kilkudziesięciu organizacji międzynarodowych i regionalnych. Prace nad tą bezprecedensową normą rozpoczęły się w 2002 r., a zakończyły w 2010 r. Polska wersja normy została opublikowana 5 listopada 2012 r., a jej polskim właścicielem jest Polski Komitet Normalizacyjny.

Celem wypracowania międzynarodowej normy ISO 26000 było ułatwienie organizacjom wdrażania zasad społecznej odpowiedzialności, między innymi poprzez określenie wspólnego rozumienia społecznej odpowiedzialności oraz jasnych wytycznych dotyczących integrowania odpowiedzialności społecznej z działaniami organizacji.

**SCHEMAT STRUKTURY NORMY ISO 26000**



Już sam tytuł, który brzmi: *Guidance on social responsibility*, czyli *Wytyczne dotyczące społecznej odpowiedzialności normy*, wskazuje na dwa ważne aspekty charakteryzujące tę normę.

Przede wszystkim norma jest zbiorem wytycznych, wskazówek i zaleceń dotyczących odpowiedzialności społecznej, a nie obowiązkowych dla certyfikacji wymagań. Dlatego nie jest ona przeznaczona do certyfikacji ani nie jest normą systemu zarządzania, chociaż zawiera elementy, które można włączyć do już istniejących systemów. Norma nie ma charakteru normy technicznej, a jest przewodnikiem, narzędziem do samoregulacji. Dlatego organizacje, które komunikują o korzystaniu z normy ISO 26000 powinny unikać stwierdzenia, że wdrożyły normę lub ją stosują. Poprawne sformułowania, określone przez ISO 26000 *Post Publication Organization*, to realizowanie wytycznych podanych w normie, stosowanie normy do integracji postępowania odpowiedzialnego społecznie w organizacji, inspirowane przez normę, na podstawie normy, działanie w myśl idei normy itd.

Ponadto, norma nie mówi o społecznej odpowiedzialności biznesu, tylko o społecznej odpowiedzialności (*social responsibility*). Tak więc, została opracowana z myślą o wszelkiego rodzaju organizacjach, które chcą dobrowolnie z nich korzystać, a nie ogranicza się do przedsiębiorców. Ma zastosowanie do wszystkich rodzajów organizacji – publicznych, prywatnych i *non profit* – bez względu na ich wielkość i lokalizację. Normę mogą stosować organizacje niezależnie od poziomu wdrożenia społecznej odpowiedzialności.

Zadaniem opracowania normy było usystematyzowanie wiedzy na temat społecznej odpowiedzialności. Norma wskazuje dwie podstawowe praktyki, 7 podstawowych obszarów i 7 zasad społecznej odpowiedzialności.

Chcąc zidentyfikować oczekiwania swoich interesariuszy, skorzystano z przeprowadzonego na zlecenie Pracodawców RP przez Millward Brown SMG/KRC w 2010 i 2011 r. *Badania społecznej odpowiedzialności biznesu wśród interesariuszy i menedżerów branży paliwowo-energetycznej*. Przeanalizowano wyniki i wytypowano obszary istotne z punktu widzenia interesariuszy i spółki. Za najważniejsze uznano:

- W ramach odpowiedzialności zachowania na rynku:
  - **zmianę podejścia do obsługi klienta**, przejawiającą się w transparentności i rzetelności udzielanych informacji, kulturze osobistej i terminowości obsługi zgodnej z przyjętymi procedurami,
  - **jakość i bezpieczeństwo produktów i usług,**
  - **etykę prowadzenia biznesu**, która powinna dotyczyć przede wszystkim działań wewnętrznych i zewnętrznych firmy, regulowanych przez kodeksy etyki oraz programy etyczne.
- W ramach odpowiedzialności wobec pracowników:
  - **dbałość o podnoszenie kwalifikacji pracowników** poprzez prowadzenie szkoleń i realizację programów rozwojowych,
  - **troszczenie się o bezpieczne miejsce i warunki pracy** (HSE, tj. *health, safety and environment*) po-

przez zabezpieczenie środków ochrony oraz prowadzenie regularnych szkoleń, kontroli i ewaluacji kwestii BHP.

- W ramach odpowiedzialności wobec społeczności lokalnych:
  - **współpracę i dialog ze społecznościami lokalnymi**, zwłaszcza przy realizacji inwestycji, poprzez udzielanie pełnych informacji i zachęcanie przedstawicieli społeczności do współpracy i dialogu.
- W ramach odpowiedzialności wobec środowiska naturalnego:
  - **dbałość i ograniczanie niekorzystnego wpływu energetyki na środowisko naturalne (w tym ograniczanie zużycia surowców i ilości odpadów)**, czyli całościowe spojrzenie na skalę oddziaływań firmy i minimalizacja negatywnego wpływu w każdym aspekcie środowiskowym.

Posługując się tymi wskazówkami oraz wytycznymi normy, Pomorska Spółka Gazownictwa najpierw rozpoznała swoją odpowiedzialność w obrębie własnej strefy wpływów oraz zidentyfikowała swoich kluczowych interesariuszy. Interesariusze (*stakeholders*) to wszystkie podmioty, grupy lub jednostki, które mają udziały, prawa lub inne interesy związane z firmą i jej działalnością, tzn. mogą osiągać korzyści dzięki działaniom przedsiębiorstwa lub być wskutek tych działań poszkodowane.

Ponadto, spółka określiła kierunki zaangażowania według siedmiu obszarów wskazanych w wytycznych ISO 26000 oraz zdefiniowała obszary priorytetowe z punktu widzenia ewolucji swojej strategii odpowiedzialnego biznesu i zrównoważonego rozwoju.

Zaangażowanie PSG obecnie:

- **praktyki z zakresu pracy:** *bezpieczeństwo i higiena pracy oraz rozwój człowieka i szkolenia w miejscu pracy,*
  - **środowisko:** *łagodzenie skutków oraz adaptacja do zmian klimatu, ochrona środowiska, różnorodność biologiczna i przywracanie siedlisk przyrodniczych,*
  - **zaangażowanie społeczne i rozwój społeczności lokalnej:** *zaangażowanie społeczne oraz tworzenie miejsc pracy i rozwijanie umiejętności.*
- Zaangażowanie PSG w przyszłości:
- **prawa człowieka:** *sytuacje zagrożenia praw człowieka, dyskryminacja i grupy szczególnie wrażliwe,*
  - **środowisko:** *zrównoważone wykorzystanie zasobów,*
  - **uczciwe praktyki operacyjne:** *uczciwy marketing, prawdziwe i obiektywne informacje oraz uczciwe praktyki dotyczące umów. Ponadto, zrównoważona konsumpcja i obsługa konsumenta, wsparcie oraz reklamacje i rozstrzygnięcie sporów.*

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

ul. Wałowa 41/43, 80-858 Gdańsk

tel. (+48) 58 326 35 00

faks (+48) 58 326 35 04

e-mail: sekretariat@psgaz.pl, www.psgaz.pl

# Duża inwestycja

**Józef Szulc**

We wrześniu ub.r. Wielkopolska Spółka Gazownictwa zakończyła realizację inwestycji pn. „Gazociąg wysokiego ciśnienia i kabel światłowodowy wraz z infrastrukturą relacji KGZ Kościan –KGHM Żukowice/Polkowice”.

**D**zięki zrealizowanej inwestycji spółka pozyskała największego w historii klienta – KGHM Polska Miedź S.A., dla którego będzie świadczyć usługę dystrybucji.

Przedmiotowa inwestycja początkowo miała być realizowana w całości przez Centralę Spółki PGNiG SA. Jednak w 2011 roku Zarząd PGNiG podjął decyzję o wyłączeniu z zakresu rzeczowego budowy stacji redukcyjno-pomiarowych wysokiego ciśnienia w Polkowicach i Żukowicach. Na podstawie tej decyzji Wielkopolska Spółka Gazownictwa przejęła do realizacji budowę stacji redukcyjno-pomiarowych wysokiego ciśnienia:

- w Polkowicach o przepustowości  
**Q = 20 000 m<sup>3</sup>/h**
- w Żukowicach o przepustowości  
**Q = 40 000 m<sup>3</sup>/h.**

Budowę obu stacji rozpoczęto równolegle. Po raz pierwszy spółka realizowała tak dużą inwestycję na terenach objętych oddziaływaniem szkód górniczych. Takie działania wymusiły opracowanie rozwiązań konstrukcyjnych zarówno dla stacji redukcyjno-po-

miarowych, jak również budowanych gazociągów, które zabezpieczyłyby obiekty przed negatywnym oddziaływaniem szkód górniczych.

Wybudowane kontenerowe stacje redukcyjno-pomiarowe przeznaczone będą do zasilania gazem bloku gazowo-parowego EC Polkowice oraz stacji redukcyjno-pomiarowej, zlokalizowanej na terenie



*Śluza odbiorcza tłoka stacji redukcyjno-pomiarowej w Polkowicach.*

KGHM Polska S.A. – Oddział Wzbogacania Rud w Polkowicach, a także bloku gazowo-parowego i stacji redukcyjno-pomiarowych wysokiego ciśnienia zlokalizowanych na terenie Huty Miedzi Głogów.

Gazociągi wlotowe do obu stacji zostały zakończono śluzami odbiorczymi tłoka, które znajdują się na terenach stacji. Dodatkowo, stacje wyposażone zostały w dwa niezależne automatyczne ciągi redukcyjne o wymaganych przepustowościach. W skład każdego ciągu wchodzi między innymi:

- reduktor z pilotami sterującymi i elektrycznym podgrzewaczem gazu do pilotów oraz z wbudowanym tłumikiem hałasu,
- reduktor – monitor z pilotami sterującymi i elektrycznym podgrzewaczem gazu do pilotów,
- zawór szybkozamykający z pilotami sterującymi i sygnalizacją zamknięcia do zdalnego przekazu,
- wydmuchowy zawór upustowy z pilotem sterującym i sygnalizacją zadziałania oraz ciągi pomiarowe i ciągi obejściowe (awaryjne).

Na ciągach redukcyjnych, zespołach zaporowo-upustowych, układach wlotowych, wylotowych oraz na ciągu awaryjnym zbudowano zawory z napędem elektrohydraulicznym i sygnalizacją położenia (otwarty/zamknięty).

Do technologicznego podgrzewu gazu na obu stacjach zaprojektowano i wykonano kotłownie wraz z instalacją technologicznego podgrzewu gazu. Tem-



*Układ filtrseparatorów w budowie stacji redukcyjno-pomiarowej w Polkowicach.*



peratura czynnika grzewczego dostarczanego do podgrzewaczy gazu regulowana jest automatycznie poprzez pompy i zawory mieszające w zależności od temperatury gazu po redukcji (na poziomie 5–8°C). Podgrzewacze gazu są zabezpieczone na części wodnej płytkami bezpieczeństwa z wyjściem sygnału (uszkodzenie płytki) oraz odcinającymi zaworami bezpieczeństwa RMG 790 z sygnalizacją stanu zaworu.

Ponadto, wszystkie pomieszczenia stacji zostały wyposażone w aktywny system bezpieczeństwa, w skład którego wchodzi detektory gazu, głowica samozamykająca z kurkiem kulowym, sygnalizator dźwiękowy, sygnalizator optyczny.

Ze względu na strategiczną pozycję odbiorcy gazu, zaprojektowano i wykonano awaryjne źródła zasilania energią elektryczną – poprzez zamontowanie agregatów prądotwórczych przyłączonych do systemu zasilania energią elektryczną. W przypadku zaniku zasilania zewnętrznego energią elektryczną, agregat uruchomi się automatycznie, a sygnały o podjęciu pracy przez agregat oraz o stanie paliwa w zbiorniku przekazywane będą do dyspozytorni operatora.

Zastosowanie nowoczesnych rozwiązań w zakresie aparatury kontrolno-pomiarowej i automatyki sterowania i telemetrii umożliwiają:

- zdalny pomiar i rejestrację ciśnienia gazu na wlocie i wylotach ze stacji,
- zdalny pomiar temperatury gazu po redukcji,
- zdalny pomiar napięcia ochrony katodowej,
- zdalny pomiar temperatury czynnika grzewczego,
- zdalny pomiar i rejestrację punktu rosy wody i węglowodorów z higrometru typu CONDUMAX II.

W celu szybkiego reagowania na potencjalną awarię zamontowano obwody sygnalizacyjne, które umożliwiają przesyłanie informacji o stanach:

- otwarcia drzwi każdego pomieszczenia (reduktorowni, pomiarowni, kotłowni, AKPiA),
- spadku ciśnienia na filtrach,
- sygnalizacji maksymalnego poziomu kondensatu w separatorach,
- sygnalizacji zadziałania zaworów szybkozamykających na ciągach redukcyjnych i na ciągach zasilających kotłownie technologicznego podgrzewu gazu,
- sygnalizacji uszkodzenia płytek bezpieczeństwa na podgrzewaczach gazu oraz zadziałania odcinających zaworów bezpieczeństwa typ RMG 790,
- sygnalizacji zamknięcia/otwarcia kurka kulowego odcinającego służbę odbiorczą tłoka,
- sygnalizacji otwarcia komory śluzy, przejścia tłoka na gazociągu oraz wejścia tłoka do śluzy,
- sygnalizacji detekcji gazu we wszystkich pomieszczeniach stacji (reduktorowni, kotłowni, pomiarowni, AKPiA),
- sygnalizacji stanu pracy układu zasilania awaryjnego (UPS),
- sygnalizacji stanu pracy armatury w systemie sterowania – zawory odcinające zamknięty/otwarty,

Stacja redukcyjno-pomiarowa wysokiego ciśnienia w Polkowicach.



- sygnalizacji spadku temperatury w kontenerze AKPiA,
- pracy agregatu prądotwórczego (załączenie, wyłączenie, poziom paliwa w zbiorniku).

Poprzez zastosowanie kanałów telemetrycznych możliwe jest zdalne sterowanie urządzeniami stacji redukcyjno-pomiarowych z dyspozytorni operatora. Centralnym urządzeniem nadzorującym pomiary i sterowanie obiektami technologicznymi jest sterownik PLC, który pełni funkcję gromadzenia danych z urządzeń pomiarowych zlokalizowanych na terenie stacji, pośredniczenia w sterowaniu elementami wykonawczymi zainstalowanymi na urządzeniach tech-



Ciąg awaryjny stacji redukcyjno-pomiarowej wysokiego ciśnienia w Żukowicach.

nologicznych oraz wymiany danych z nadrzędnym systemem TELEXUS.

System telemetrii pozwala nie tylko na ciągły monitoring stacji, ale również na zbieranie informacji o przepływach gazu, stanie urządzeń i stanach alarmowych. System pozwala również na automatyczne sterowanie pracą elementów automatyki z poziomu dyspozytora – operatora stacji/sieci.

Autor jest pracownikiem O/Zarząd.

**Wielkopolska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.**

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

# Najdłuższy przewiert HDD w Polsce

**Wojciech Marczak**

Przewiert HDD – o długości 1339 m pod rzeką Wisłą w okolicy Włocławka – to najdłuższe tego typu przekroczenie przeszkody terenowej w kraju.

**B**udowa gazociągu wysokiego ciśnienia DN700 MOP 8,4 MPa Rembelszczyzna–Gustorzyn to nie tylko dziesiątki kilometrów wykopu otwartego, ale także 19 przewiertów wykonywanych metodą horyzontalnego wiercenia kierunkowego (HDD) pod drogami, torami kolejowymi, użytkami ekologicznymi, kanałami, zbiornikami wodnymi i rzekami.

We wrześniu 2012 r. firma Nawitel, działająca na zlecenie konsorcjum wykonującego inwestycję – PGNiG Technologie S.A. oraz Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa GAZOPROJEKT S.A., przystąpiła do prac wiertniczych po zachodniej stronie Wisły, wykorzystując do tego celu największą na polskim rynku wiertnicę firmy PrimeDrilling PD 250/90RP.

Do wykonania otworu pilotowego zastosowano narzędzie wiertnicze złożone z żerdzi o średnicy 6<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" i krzywego łącznika wraz ze świdrem trójgryzowym o średnicy 12<sup>1</sup>/<sub>4</sub>". Tak przygotowanym osprzętem wwiercono się w grunt pod kątem 12°, konsekwentnie dokręcając żerdzie. W narzędziu wiertniczym zainstalowano sondę, która poprzez kabel na bieżąco informuje obsługę o parametrach przewiertu, takich jak pochylenie głowicy czy głębokość przewiertu. Wiercenie zostało wykonane na głębokości przekraczającej 42 m w zmiennych warunkach geologicznych.

Po osiągnięciu punktu końcowego przewiertu, w miejsce narzędzia wiertniczego zamontowano rozwiertak służący do powiększenia średnicy otworu,



Proces technologiczny przewiertu HDD pod Wisłą

1. Przewiert pilotażowy:
  - wykonanie przewiertu za pomocą świdra trójgryzowego 12<sup>1</sup>/<sub>4</sub>".
  - kąt wejścia w grunt – 12°, wyjścia – 3,8°.
2. Rozwiercanie:
  - rozwiercanie do średnicy 500 m,
  - rozwiercanie do średnicy 1000 m,
  - przejście czyszcząco-kalibrujące.
3. Przeciąganie rury przewodowej:
  - 7.00, 29.01.2013 – rozpoczęcie
  - 9.35, 30.01.2013 – zakończenie

*Całkowita długość wciąganej „liry” – 1382 m (116 szt. rur).*



który wwierca się i przeciąga w kierunku wiertnicy. Przez cały czas, wraz z postępem rozwiercania, za rozwiertakiem dokręca się kolejne odcinki żerdzi wiertniczych, jednocześnie odkręcając je na wiertnicy po drugiej stronie otworu. Rozwiercanie otworu zostało zrealizowane w dwóch przejściach. W pierwszym zastosowano rozwiertak typu rolkowego o średnicy 500 mm, natomiast w drugim powiększanie otworu postępowało w układzie czterech narzędzi: rozwiertaka baryłkowego o średnicy 400 mm, rolkowego o średnicy 800 mm oraz 1000 mm i baryłkowego o średnicy 630 mm.

Po dwóch przejściach rozwiercających wykonano trzecie przejście czyszcząco-kalibrujące zestawem dwóch narzędzi: rozwiertaka typu *flycutter* o średnicy 800 mm oraz rozwiertaka baryłkowego o średnicy 1000 mm. Podczas wykonywania prac cały czas podawano płuczkę bentonitową, której zadaniem było pomaganie w urabianiu gruntu, wypłukiwanie urobku z otworu, chłodzenie narzędzia wiertniczego czy smarowanie zewnętrznych ścian żerdzi wiertniczych.

Po oczyszczeniu otworu zamontowano rozwiertak typu *flycutter* o średnicy 800 mm, wyposażony w krętlik uniemożliwiający przenoszenie się ruchu obrotowego na ciągnięte elementy, do którego poprzez głowicę ciągnącą zaczepiono rurę przewodową. Tak przygotowany rozwiertak wraz z rurą przeciągnięto przez otwór i 30 stycznia br. około 9.35, po prawie 27 godzinach od rozpoczęcia wciągania, zakończono skomplikowany proces technologiczny.

– Na trasie budowy gazociągu Rembelszczyzna–Gustorzyn w zmiennych warunkach geologicznych zrealizowaliśmy jedno z najdłuższych tego typu przekroczeń rzeki w Europie, wykonane metodą HDD. Dzięki zastosowanej technologii, świetnej organizacji pracy i doświadczeniu fachowców przygotowujących i realizujących prace, udało się skrócić proces z 36 do 27 godzin. Można to uznać za sukces całego zespołu osób zaangażowanych w budowę. Za nami bardzo ważny etap realizacji budowy gazociągu wysokiego ciśnienia, który docelowo pozwoli na



*Rzeka Wisła – miejsce przewiertu.*

przesył zwiększonych ilości gazu do północno-wschodniej i centralnej Polski – podsumował **Henryk Oracz, kierownik projektu, GAZ-SYSTEM S.A.**

W lutym i marcu br. wykonano kolejne przewiertu HDD na trasie budowanego gazociągu Rembelszczyzna–Gustorzyn. Odwiertem długości 366 m przekroczone rzekę Wkrę w miejscowości Borkowo (gmina Nasielsk), natomiast odwiertem długości 307 m przekroczone rzekę Naruszewka w miejscowości Szczytno (gmina Załuski). W obu przypadkach operacja wciągania „liry” przebiegła szybko (odpowiednio ok. pięć i czterech godzin) i sprawnie.

Autor jest specjalistą ds. inwestycji w Dziale Inwestycji i Remontów, GAZ-SYSTEM S.A., Oddział w Rembelszczyźnie.



**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](http://www.gaz-system.pl)

# Intelektualista w przemyśle

Adam Cymer

Wśród znakomitych naukowców związanych zawodowo z sektorem gazowniczym możemy spotkać specjalistów z wielu dziedzin, zarówno w naukach podstawowych, jak i praktycznych. I jest wśród nich **prof. dr inż. Andrzej Froński**, do którego najbardziej pasuje słynne zdanie Augusta Comte'a: „wiedzieć, żeby przewidzieć, aby móc”.



Znając dorobek prof. Frońskiego, nie sposób nie wyrazić podziwu dla wszechstronności zainteresowań i podejmowanych prac badawczych. Od bardzo specjalistycznych prac inżynierskich nad sposobami rozwiązywania konkretnych problemów i projektowaniem urządzeń technicznych o wielu zastosowaniach w gazownictwie, zakończonych patentami (siedem pozycji zarejestrowanych w UP RP), poprzez prace nad procesami zgazowania węgla, po opracowania analityczne i prognostyczne w zakresie rozwoju przemysłu gazowniczego, aż po komentarze dotyczące prawodawstwa europejskiego i działalność normalizacyjną w zakresie gazownictwa. To doprawdy intelektualista w przemyśle. Od roku 1998 do dzisiaj jest przewodniczącym Komitetu Technicznego nr 277 ds. Gazownictwa w ramach działalności Polskiego Komitetu Normalizacyjnego.

Na początku liczyły się jednak tylko studia politechniczne. W rodzinie absolwenta Politechniki Lwowskiej było zupełnie oczywiste, że obaj synowie skończą takie właśnie uczelnie. Andrzej Froński ukończył w 1960 roku wydział mechaniczno-energetyczny Politechniki Śląskiej, ze specjalizacją maszyny i urządzenia energetyczne. Po ich ukończeniu podjął pracę w Instytucie Inżynierii Chemicznej PAN w Gliwicach, pracując kolejno jako asystent, starszy asystent i adiunkt. W 1967 roku obronił doktorat na wydziale chemicznym Politechniki Śląskiej. Rok póź-

niej, jako młody naukowiec, wyjechał na staż do *Imperial College of Science and Technology* do Londynu. Tam przygotował pracę, która miała być habilitacją, ale po marcu '68 zmieniła się sytuacja w IIC PAN i sprawa nie została zamknięta. W 1973 roku pojawiła się propozycja przejścia do Instytutu Gazownictwa w Krakowie. Dr Froński, specjalista w zakresie inżynierii chemicznej, został skierowany do realizacji programu związanego z uruchamianiem Zakładu Odazotowania Gazu w Odolanowie. To było wielkie wyzwanie, ale projekt był bardzo dobrze przemyślany. Zespół specjalistów musiał „rozszyfrować” całą instalację, opracować matematyczny model i technologię niskotemperaturowego odazotowania gazu, określić przydatność krajowych sorbentów i katalizatorów i opracować wytyczne ich stosowania. Należało również dokonać odbioru gwarancyjnego instalacji. Wszystkie te zadania wykonano tak dobrze, że pracujący przy projekcie otrzymali nagrodę ministra górnictwa i energetyki I stopnia.

W 1975 roku Instytut Gazownictwa włączony został do rządowego programu badawczo-rozwojowego nr 1 „Kompleksowe przetwórstwo węgla” do koordynacji tematu „Zgazowanie węgla”. Rozpoczął się nowy etap kariery zawodowej dr. inż. Frońskiego. Pracowano nad technologiami zgazowania, a także nad procesami oczyszczania gazu i utylizacji odp-

dów poprocesowych. Celem przemysłowym programem był zakup licencji na generator systemu Koppers-Totzek, który miał pracować przy kopalni „Janina” w Libiążu, bo tam były relatywnie tanie pokłady węgla o wysokiej zawartości siarki, który nie powinien być bezpośrednio spalany. Wszystko to zmierzało w dobrym kierunku, prowadzone nawet były przemysłowe próby, ale – w połowie lat 80. – nagle cały program został przerwany. Tłumaczono to kryzysem, kłopotami z finansowaniem. Z tego wielkiego przedsięwzięcia pozostały jednak opracowane technologie oczyszczania gazu, a opracowaną technologię odsiarczania zmodyfikowano na odsiarczanie gazu ziemnego, stosowano później w kopalni w Lubaczowie, w KG-Ciecierzyn i w kopalni Tarnów. – *Czy tyle lat można uznać za zmarnowane?* – zadaje dzisiaj pytanie Andrzej Froński. – *Pewnie tak wielu powie. Ale jak sięgam pamięcią do tych licznych programów rządowych, resortowych czy węzłowych, to widzę w tym jednak jakiś sens. Pracowaliśmy nad tematami, nad którymi pracowało wiele ośrodków na świecie. Nie mieliśmy z nimi kontaktów, ale historia pokazała, że mogliśmy z nimi konkurować, bo wykorzystywaliśmy naszą wiedzę do zadań ambitnych. Co prawda, rzadko kończyło się to wdrożeniami, często było marnowane, ale dla nas była to możliwość zmierzenia się z ciekawymi problemami. A dla in-*

stytutów naukowych było źródłem poważnych przychodów z prac naukowych, a nie tylko usługowych na rzecz przemysłu. Przyznam, że brakuje dzisiaj takich ambitnych projektów.

Po przełomie ustrojowym 1989/1990 państwo wycofało się ze strategicznych projektów rządowych. Wówczas obowiązywała doktryna, że „najlepsza polityka gospodarcza to brak polityki gospodarczej”. – *Dzisiaj, po dwudziestu paru latach, możemy ocenić skutki tego sposobu myślenia – mówi prof. Froński. – Muszę się podzielić pewną gorzką refleksją historyczną. W „Archiwum politycznym” Eugeniusza Kwiatkowskiego, symbolu rozwoju gospodarczego przedwojennej Polski, można znaleźć taki fragment z 1928 roku: „należy jasno i otwarcie stwierdzić, iż w działalności państwowej, jak i społecznej w dziedzinie gospodarczej nie rysuje się linia świadomej celowości, przewidywania i wszechstronnie intensywnej działalności, tak intensywnej, jak tego domaga się postęp życia w państwach sąsiednich. Przeszliśmy już okres 20-lecia samodzielności państwowej bez ustalenia planu generalnego. Dziś wiemy, że stosując nowoczesne metody długofalowego planowania, nawet przy użyciu tych samych środków pieniężnych, byłibyśmy znacznie bardziej zmobilizowani gospodarczo, niż jesteśmy. Pieniądze wydawane, wydawane bezplanowo, wydają małe rezultaty”.*

Trudno szukać pocieszenia, gdy analogia jest czytelna, ale trzeba jednak dodać, że instytuty naukowe na całym świecie, w globalnie skoncentrowanej gospodarce, bez wsparcia państwa, muszą poszukiwać nowych sposobów działania na rynku komercyjnym. Często bez powodzenia. – *Przez wiele lat udzielałem się w Międzynarodowej Unii Gazowniczej – wspomina prof. Froński. – Przez dwie 3-letnie kadencje uczestniczyłem w pracach zespołu roboczego Task Force R&D, w którym byli szefowie instytutów i laboratoriów gazowniczych ze wszystkich krajów Unii Europejskiej. Posiedzenia tego zespołu to był jeden wielki dzwon na trwogę. Polityka unijna poprzez system dyrektyw i rozporządzeń rozproszyła bardzo sektor gazowniczy, podzieliła na samodzielne*

*segmenty i te widzą tylko swoje cele, a umyka gdzieś perspektywa globalna dla gazownictwa. Tracą rację bytu instytuty badawcze. W tych wąskich dziedzinach globalne koncerny radzą sobie doskonale same. Nie ma żadnego powodu, żeby projektowanie urządzeń czy aparatury zlecać naukowcom, skoro zaplecze naukowo-badawcze bogatych koncernów może sobie poradzić samo. Nic zatem dziwnego, że wiele ośrodków badawczych „padło”. Jak znakomity brytyjski GasTech czy nawet centrum badawcze British Gas.*

Jest to pewnie jakiś „znak czasów”. Ale nie możemy siebie porównywać z wielkimi tego świata. Jesteśmy wciąż krajem na dorobku, przed nami wiele jeszcze wyzwań, które inni już mają za sobą. Szczególnie w sektorze gazownictwem.

Na całym świecie gaz ziemny jest symbolem nowoczesności gospodarki narodowej. By tak było, zużycie gazu na jednego mieszkańca powinno wynosić 1000 m<sup>3</sup> rocznie. I tak jest w wielu krajach, nawet u naszych południowych sąsiadów, a u nas wynosi ok. 350 m<sup>3</sup> rocznie. Instytut Nafty i Gazu robił kiedyś projekcje wzrostu spożycia do poziomu 25 mld m<sup>3</sup> rocznie, ale przez ostatnie lata nie możemy jakoś przebić poziomu 14–14,5 mld m<sup>3</sup>. Ale jak ma się ten wzrost pojawić, skoro wciąż nie możemy się zdecydować na jakiś program rozwoju energetyki gazowej, skoro zlekceważyliśmy rynek gazu CNG. Jak ma rosnąć zużycie gazu, skoro rozwój sieci przesyłowej i dystrybucyjnej pozostawia wiele do życzenia.

A przed nami perspektywa zagospodarowania gazu ze złóż niekonwencjonalnych. Czy prowadzimy jakieś analizy – jak to zrobić? Osiągnięcie tych celów uwarunkowane jest nie tylko przez działania w obrębie podsektora gazowniczego (takie jak utrzymanie wydobycia ze złóż krajowych na planowanym poziomie, zapewnienie sprawnego funkcjonowania sieci gazowych, zapewnienie racjonalnego rozwoju infrastruktury gazowniczej, prowadzenie właściwej polityki cenowej, zapewnienie standardów obsługi satysfakcjonujących odbiorców gazu, prowadzenie aktywnego marketingu na rzecz gazu), lecz także przez realizację polityki pań-

stwa sprzyjającej rozwojowi gazownictwa.

A nie potrafimy nawet wykorzystać już przygotowanych analiz i prognoz dla sektora paliwowo-energetycznego. W 2007 roku opracowany został przez najlepszych krajowych specjalistów dokument pt. „Studium gospodarki paliwami i energią dla celów opracowania foresight energetycznego dla Polski na lata 2005–2030”. Foresight to systematyczny, partycypacyjny proces, obejmujący budowanie wizji przyszłości w wymiarze średnio- i długoterminowym. Obejmuje zespół działań umożliwiających wielowymiarowe oszacowanie przyszłych kierunków rozwoju na podstawie bieżącego stanu nauki, technologii i świadomości społecznej oraz ich wzajemnych powiązań. Jak ten dokument wykorzystano? – *Niewielkie ślady można odnaleźć w „PE 2030”. Ale to opracowanie wykraczało poza wymiary jednego dokumentu rządowego. Wymagało bardziej strategicznego myślenia, jak się dzisiaj mówi – holistycznego. Niestety, dokument ten nie został wykorzystany. Co więcej, on po dwóch latach wymagał aktualizacji, wniosek w tej sprawie został złożony i pozostał bez echa – komentuje prof. Froński.*

Mówiąc o relacjach nauka–przemysł–państwo, należy mieć na uwadze powiązania wszystkich stron tego trójkąta. Fakt, że te relacje nie układają się w Polsce najlepiej, za przyczynę ma zachowanie wszystkich uczestników procesu planowania strategicznego. Wiele mówi się o przewinieniach państwa i zbyt asekuracyjnej postawie naukowców, niezbyt przygotowanych do komercjalizacji swojej pracy. A przemysł? – *Nie jest bez winy – mówi prof. Froński. – Naukowcy prowadzą, oczywiście, swoje badania z nadzieją ich aplikacji, ale muszą poznać oczekiwania przemysłu, by podjąć prace nad tematami ważnymi dla przedsiębiorców. I często czekają bez powodzenia. Odwołam się do swoich doświadczeń z szefami polskich koncernów gazowych. Bywali prezesi, którzy dla nas, przedstawiciele Instytutu Nafty i Gazu, mieli czas zawsze. Kiedyś był nawet prezes, który miał czas zawsze i tyle, ile potrzebowaliśmy. Niestety, dzisiaj już tak nie jest.*

# Ekonomiczne znaczenie kondensatu gazowego

## – doświadczenia z rynku amerykańskiego

**Ryszard Węckowski**

Gaz ziemny oprócz metanu zawiera także domieszkę wyższych węglowodorów nasyconych. W sprzyjających warunkach geologicznych, geograficznych, technicznych i ekonomicznych oplaca się ich separacja z gazu ziemnego i sprzedaż jako oddzielnych produktów. W odniesieniu do tych produktów w języku angielskim używa się określeń NGL (*natural gas liquids*) oraz NGPL (*natural gas plant liquids*). Drugie z tych pojęć używane jest wyłącznie w odniesieniu do produktów zestandaryzowanych, będących przedmiotem obrotu handlowego. Pojęcie NGL może być także używane w odniesieniu do mieszaniny wyższych węglowodorów uzyskiwanych z gazu ziemnego przed jej rozdzieleniem na poszczególne produkty. Na potrzeby niniejszego artykułu do określenia wyższych homologów metanu, pozyskiwanych z gazu ziemnego, stosowany będzie termin „kondensat gazowy”, który – jak się wydaje – w języku polskim jest najlepszym odpowiednikiem przytoczonych powyżej nazw angielskojęzycznych.

Najliczniejszym składnikiem kondensatu gazowego jest etan. Jest to cenny surowiec wykorzystywany w przemyśle chemicznym do produkcji etylenu (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>). Potencjalny rynek zbytu dla etanu jest bardzo duży, etylen jest bowiem najliczniej produkowanym związkami organicznymi na świecie (120 mln ton rocznie).

Wykorzystywany jest on do produkcji szerokiej gamy wyrobów chemicznych – od rozpuszczalników, klejów i farb począwszy, poprzez tkaniny, buty czy opony, a na butelkach, rurach, przewodach i opakowaniach skończywszy. Podczas produkcji etylenu z etanu powstaje także niewielka ilość innych związków organicznych, znajdujących zastosowanie przemysłowe, a co za tym idzie – mających określoną wartość. Poza produkcją etylenu jedynym zastosowaniem etanu jest pozostawienie go w składzie gazu ziemnego i zużycie na cele energetyczne.

Kolejnym składnikiem kondensatu gazowego – propan – może być wykorzystywany w sposób bardziej różnorodny. Podobnie jak etan, może on być użyty jako surowiec do produkcji etylenu. Różnica polega na tym, iż – wykorzystując w tym celu propan – z jednostki surowca otrzymujemy mniejszą ilość etylenu, a znacznie więcej produktów pobocznych wykorzystywanych w przemyśle chemicznym. Opierając się na różnicy cen między etanem a propanem, producent etylenu może zdecydować, którego z tych związków użyć. W odróżnieniu od etanu propan może zostać wykorzystany także jako samodzielne paliwo. Często znajduje on zastosowanie do ogrzewania budynków, przygotowywania posiłków oraz napędzania pojazdów. W przypadku, gdy konieczna jest większa kaloryczność stosowanego paliwa, stosuje się jego mieszaninę z kolejnym związkiem wchodzącym w skład kondensatu gazowego, jakim jest butan.

Butan oprócz użycia w charakterze paliwa może być wykorzystany także w przemyśle petrochemicznym do produkcji etanolu i butadienu (stosowanego w procesie produkcji kauczuku syntetycznego). Wchodzi on także w skład benzyny oraz jest stosowany jako czynnik chłodzący w lodówkach i chłodziarkach. Występuje w dwóch formach: jako n-butan oraz izobutan. Obie formy mają tę samą liczbę atomów węgla i wodoru, różnią się jednak strukturą wewnętrzną. Izobutan jest bardzo często stosowany jako środek zwiększający liczbę oktanową benzyny.

Pozyskiwane z kondensatu gazowego węglowodory nasycone, mające pięć i więcej atomów węgla, określane są mianem gazoliny. Wykorzystuje się ją jako dodatek do benzyn oraz jako

Zawartość węglowodorów nasyconych w wybranych złożach gazu ziemnego na świecie (% obj.)

	Złoża ropno-gazowe				
	Ekofisk (Norwegia)	Maracaibo (Wenezuela)	Uthmaniyah (Arabia Saudyjska)	Burgan (Kuwejt)	Kirkuk (Irak)
Metan	83,3	82,0	55,5	74,3	56,9
Etan	8,5	10,0	18,0	14,0	21,2
Propan	3,4	3,7	9,8	5,8	6,0
Butan	1,5	1,9	4,5	2,0	3,7
C <sub>5+</sub>	1,0	0,7	1,6	0,9	1,6
	Złoża gazowe				
	Groningen (Holandia)	Lasq (Francja)	Hassi R'Mel (Algieria)	Urengoy (Rosja)	Uch (Pakistan)
Metan	81,3	69,0	83,7	85,3	27,3
Etan	2,9	3,0	6,8	5,8	0,7
Propan	0,4	0,9	2,1	5,3	0,3
Butan	0,1	0,5	0,8	2,1	0,3
C <sub>5+</sub>	0,1	0,5	0,4	0,2	-

Źródło: *Natural Gas – Production, Processing, Transport*; A. Rojey i in.; Institut Français du Pétrole Publications, Paryż 1997, s. 16–17.

rozpuszczalnik. Ostatnio coraz częściej jest ona stosowana także jako środek rozrzedzający ciężką ropę naftową oraz inne bituminy i tym samym umożliwiając ich transport rurociągami.

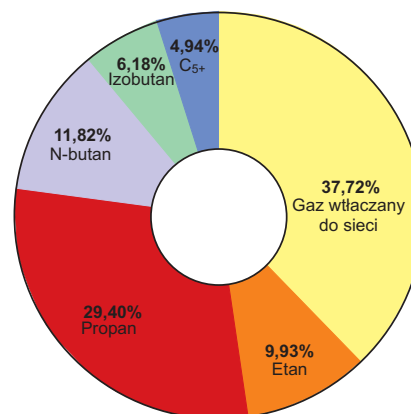
Zawartość kondensatu gazowego w poszczególnych złożach różni się diametralnie (patrz tabela), co wpływa na ekonomiczną opłacalność jego separacji. Regułą jest, iż zawartość kondensatu w złożach ropno-gazowych jest większa niż w złożach zawierających wyłącznie gaz.

Znaczenie kondensatu gazowego dla ekonomiki wydobycia gazu ziemnego bardzo dokładnie pokazały wydarzenia ostatnich lat, które nastąpiły na rynku amerykańskim. Spadająca cena gazu ziemnego, związana ze wzrastającą podażą gazu łupkowego, spowodowała drastyczne obniżenie cen tego paliwa. Chroniąc rentowność inwestycji, przedsiębiorstwa wydobywcze, które wcześniej koncentrowały się na wydobyciu gazu suchego (zawierającego prawie wyłącznie metan), skupiły się na poszukiwaniu gazu mokrego (zawierającego dużą ilość kondensatu), a nawet ropy naftowej.

Zwiększająca się podaż kondensatu gazowego ze złóż gazu niekonwencjonalnego miała, oczywiście, wpływ na jego ceny. Spadki cen nie są jednak takie same dla wszystkich produktów. Średnia spotowa cena etanu w Stanach Zjednoczonych była w 2012 r. aż o 48% niższa niż w 2011 r. Średnia cena propanu spadła o 32%, n-butanu o 5%, izobutanu o 12%, zaś gazoliny o 7%. Tak drastyczne różnice w zmianach cen wynikają z różnic w przeznaczeniu poszczególnych produktów. Wyższe węglowodory znajdują zastosowanie głównie w przetwórstwie produktów naftowych, w związku z tym ich ceny są mocno powiązane z ceną ropy naftowej, słabiej zaś z ceną gazu ziemnego. Cena propanu, który jest wykorzystywany głównie do produkcji tworzyw sztucznych oraz jako samodzielne paliwo, jest słabiej powiązana z ceną baryłki ropy. Dodatkowo, w zastosowaniu jako paliwo propan konkuruje z gazem ziemnym, zaś jako surowiec do przemysłu chemicznego – z etanem. Spadek cen tych produktów wymusza obniżkę ceny propanu. Etan, który ma tylko jedno zastosowanie, jest najbardziej podatny na zmiany cen. Dodatkowo, ze względu na właściwości chemiczne jest on transportowany rurociągami, przy ich braku nie ma więc możliwości dostarczenia wydobywanego etanu do miejsca wykorzystania. Spadek cen tego surowca ma jednak także pozytywne konsekwencje. Doprowadził on bowiem do znacznego wzrostu opłacalności produkcji etylenu w Stanach Zjednoczonych, zwiększając konkurencyjność na światowym rynku produktów przemysłu petrochemicznego, pochodzących z tego kraju. W odróżnieniu od USA, w pozostałych częściach świata etylen produkuje się bowiem głównie nie z etanu, ale z lekkich frakcji ropy naftowej. Koszty produkcji w takim przypadku są znacznie wyższe. Sytuacja taka dała impuls do rozwoju produkcji chemicznej w Stanach Zjednoczonych, zostały także zawarte pierwsze kontrakty na eksport etanu do innych regionów świata (za pomocą specjalnie do tego celu budowanych statków). Zwiększone zapotrzebowanie na etan do produkcji etylenu już teraz wchłania część jego rosnącej produkcji i może doprowadzić do sytuacji, iż cena etanu ustabilizuje się na poziomie wyższym niż cena zawartej w nim energii. W odniesieniu do propanu szansą na zahamowanie spadku cen jest eksport ze Stanów Zjednoczonych do innych krajów (głównie Ameryki Łacińskiej). Warto zaznaczyć, iż – w odróżnieniu od gazu ziemnego czy ropy naftowej – eksport pro-

panu z USA nie jest objęty ograniczeniami administracyjnymi. Pomimo spadku ceny kondensatu gazowego w 2012 r., jego produkcja w USA jest nadal opłacalna. Co więcej, przychody z jego sprzedaży stanowią często większość przychodów z wydobycia gazu łupkowego. Zamieszczony rysunek przedstawia przykładową strukturę przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego, obliczoną dla hipotetycznego gazu składającego się w 69% metanu, 17% etanu, 8,5% propanu, 1,5% n-butanu, 0,07% i-butanu oraz 0,4% gazoliny (udziały objętościowe). Oszacowania dokonano, biorąc pod uwagę ceny hubów Henry Hub (dla gazu ziemnego) oraz Mount Belvieu (dla kondensatu) ze stycznia 2013 r. Przy obliczeniach przyjęto, iż ze względów technologicznych nie jest możliwa separacja z gazu ziemnego 10% etanu oraz 1% wyższych węglowodorów. Załączony wykres wskazuje, iż kondensat gazowy, chociaż stanowi zaledwie 27,47% wydobywanego gazu, może generować ponad 62% przychodów.

Przykładowa struktura przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego



Źródło: obliczenia własne.

Oczywiście, otwarte pozostaje pytanie, kto zyskuje najczęściej na wysokich cenach kondensatu gazowego: producenci gazu łupkowego czy firmy sektora midstream, produkujące etan, propan, butan i gazolinę? Kluczowe znaczenie ma tutaj, oczywiście, kształt umów pomiędzy obiema stronami. W części istniejących umów całe ryzyko (a co za tym idzie – cały zysk) pozostaje po stronie przedsiębiorstw wydobywających gaz. Zawierane są także umowy z odwrotnymi rozwiązaniami – to firmy sektora midstream ponoszą ryzyko związane ze zmianami cen. W praktyce przedsiębiorstwa posiadają portfele zawierające różne typy umów. Można więc stwierdzić, iż zyski wynikające z wysokich cen kondensatu gazowego dzielone są między obu partnerów biorących udział w jego produkcji.

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

## Polski system gazociągów przesyłowych

dokończenie ze str. 31

- kierunek wschodni – połączenie Polska – Litwa; umożliwienie zwiększenia przesyłu gazu z kierunku BY-PL;
- kierunek południowy – nowe połączenie polskiego systemu gazowego z czeskim, koncepcja realizacji połączenia Polska – Słowacja, działalność na forum V4 w zakresie realizacji koncepcji Korytarza Północ-Południe;
- kierunek zachodni – rozbudowa punktu wejścia w Lasowie, uruchomienie rewersu (wirtualnego/fizycznego) na gazociągu jamalskim oraz zwiększanie możliwości przesyłania gazu z tego gazociągu.

Realizacja planowanych działań dywersyfikacyjnych spowoduje, iż rola GAZ-SYSTEM S.A. na rynku europejskim znacząco się zmieni.

Obecnie GAZ-SYSTEM S.A. działa wyłącznie na rynku krajowym, realizując usługi przesyłania paliwa gazowego dla dwóch klientów działających w Polsce. Realizacja projektów, o których mowa wyżej, wraz z planowaną rozbudową systemu przesyłowego w Polsce do 2015 roku, pozwoli na zmianę dotychczasowego kierunku dostaw gazu na rynek krajowy, pozyskanie nowych klientów, a także aktywny udział na rynku europejskim.

**Dla potrzeb realizacji niezbędnych inwestycji w systemie przesyłowym GAZ-SYSTEM z sukcesem pozyskuje wsparcie finansowe z udziałem środków Unii Europejskiej.**

Tabela 2. Najważniejsze inwestycje infrastrukturalne GAZ-SYSTEM S.A. w krajowym systemie przesyłowym

Gazociąg	Lokalizacja	Średnica [mm]	Długość [km]	Opis projektu
Szczecin-Lwówek	woj. zachodniopomorskie, wielkopolskie i lubuskie	700	188,3	Realizacja tego gazociągu umożliwi przesył gazu z nowego punktu dostaw na północy do centralnej Polski.
Świnoujście-Szczecin	woj. zachodniopomorskie	800	80	Łączy budowany terminal LNG w Świnoujściu z Polską siecią przesyłową w rejonie Goleniowa.
Szczecin-Gdańsk	woj. zachodniopomorskie i pomorskie	700	265	Stworzy warunki dla rozwoju gazyfikacji północnej Polski i stanowić będzie zabezpieczenie nieprzerwanych dostaw gazu do odbiorców w tym rejonie, umożliwi przesył gazu z nowego punktu dostaw, terminalu LNG w Świnoujściu.
Rembelszczyzna-Gustorzyn	woj. mazowieckie i kujawsko-pomorskie	700	176	Planowany termin realizacji 2014 r.
Gustorzyn-Odolanów	woj. wielkopolskie i kujawsko-pomorskie	700	168	Modernizacja istniejącego układu przesyłowego Odolanów-Gustorzyn-Mogilno. Planowany termin realizacji 2014 r.
Polkowice-Żary	woj. dolnośląskie i lubuskie	300	66	Planowany termin realizacji 2014 r. MOP 5,5 MPa.
Zdzieszowice-Wrocław	woj. dolnośląskie i opolskie	500	130	Zwiększenie ilości transportowanego gazu pomiędzy węzłami Gałów i Zdzieszowice. Planowany termin realizacji 2015 r.
Skoczów-Komorowice-Oświęcim	woj. śląskie i małopolskie	500	51	Podstawowe źródło gazu dla całego Podbeskidzia oraz rezerwowe źródło dla aglomeracji śląskiej. Planowany termin realizacji 2015 r.
Strachocina-Pogórska Wola	woj. małopolskie i podkarpackie	700	98	Przesył gazu z importu z Hermanowic do Pogórskiej Woli oraz dalej dla kierunku Śląska. Przesył gazu z PMG Strachocina do SP bezpośrednio w kierunku zachodnim 2015 r.
Hermanowice-Strachocina	woj. podkarpackie	700	72	Początkowy odcinek magistrali Hermanowice-Pogórska Wola. Planowany termin realizacji 2015 r.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z GAZ-SYSTEM S.A.



Tabela 3. Budowa gazociągów uwzględnionych na liście rezerwowej projektów Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko

Gazociąg	Lokalizacja	Średnica [mm]	Długość [km]	Planowane zakończenie inwestycji
Lasów do tłoczni Jeleniów	woj. dolnośląskie	700	18	Gazociąg będzie stanowić nowe połączenie sieci przesyłowej gazu w węźle Lasów, będącym punktem wejścia do systemu od strony Niemiec.
Gałów–Kiełczów	woj. dolnośląskie	500	41,7	Planowany termin realizacji 2015 r.
Czeszów–Wierzchowice	woj. dolnośląskie	700	13,7	Planowany termin realizacji 2015 r. Dwukierunkowa dostawa gazu tzw. rewers.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z GAZ–SYSTEM S.A.

**Pod koniec 2012 roku całkowita kwota środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR) dostępnych w ramach działania 10.1 POIiŚ „Rozwój systemów przesyłowych energii elektrycznej, gazu ziemnego i ropy naftowej oraz budowa i przebudowa magazynów gazu ziemnego” dla projektów GAZ–SYSTEM S.A. zwiększyła się z 774 mln PLN do 1016 mln PLN.**

W 2011 r. GAZ–SYSTEM zakończył działania związane z rozbudową interkonektorów z Czechami oraz Niemcami dzięki wsparciu z unijnego Programu *European Energy Programme for Recovery*. Projekty GAZ–SYSTEM S.A. współfinansowane przez unijny europejski program energetyczny na rzecz naprawy gospodarczej (EPR) to:

- gazociąg Świnoujście–Szczecin,
- gazociągi na Dolnym Śląsku,
- gazociąg Polska–Czechy.

## ROLA GAZ SYSTEMU W ROZWOJU RYNKU GAZU W POLSCE

Opracowana przez Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM „Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej” (IRiESP) weszła w życie 1 stycznia 2013 roku. Nowy dokument wprowadza istotne zmiany, które umożliwią liberalizację i rozwój polskiego rynku gazu oraz harmonizację zasad funkcjonowania systemu ze standardami wypracowanymi przez europejskich operatorów sieci przesyłowych. Instrukcja wdraża operacyjne narzędzia do rozwoju giełdowego rynku gazu w Polsce oraz implementuje rozwiązania zawarte w III pakiecie energetycznym.

- IRiESP wprowadza zmianę formy kontraktowania usług przesyłowych. Każdy podmiot korzystający z usług przesyłowych będzie zawierał z GAZ–SYSTEM S.A. tylko jedną umowę, która będzie miała charakter ramowy i będzie stanowiła podstawę do występowania do operatora z wnioskami o możliwość korzystania z wybranych przez klientów punktów wejścia lub wyjścia.
- Instrukcja wprowadza w systemie gazu wysokometanowego punkt wirtualny, czyli miejsce bez fizycznej lokalizacji w systemie przesyłowym, w którym następuje obrót paliwem gazowym. Daje to możliwość sprzedaży oraz zakupu paliwa gazowego już znajdującego się w sieci przesyłowej. Wprowadzenie wirtualnego punktu wejścia/wyjścia otwiera drogę do stworzenia w Polsce giełdy gazu, ale także umożliwi przeprowadzanie transakcji zawieranych

na rynku pozagiełdowym oraz transakcji prowadzonych przez GAZ–SYSTEM na rynku bilansującym.

- GAZ–SYSTEM zaproponował w IRiESP mechanizmy aukcyjne, które pozwolą najbardziej efektywnie wykorzystać dostępne przepustowości. Są one oparte na rozwiązaniach przygotowanych przez Europejską Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu Ziemnego (ENTSO) i odpowiadają rozwiązaniom ogólnie przyjętym w Europie oraz wytycznym Komisji Europejskiej.
- Nowa instrukcja zakłada funkcjonowanie rynku usług bilansujących, zapewniającego narzędzia do bilansowania systemu. Stronami transakcji na tym rynku będą użytkownicy systemu przesyłowego oraz GAZ–SYSTEM jako operator systemu przesyłowego.
- Przyjęte w IRiESP rozwiązania spowodują znaczne uproszczenie funkcjonowania rynku gazu, zwłaszcza na połączeniach z systemami dystrybucyjnymi i magazynowymi. W celu uproszczenia zasad stworzono obszary dystrybucyjne, reprezentowane przez jeden punkt wejścia i jeden punkt wyjścia dla całego obszaru działania poszczególnych OSD.

## WNIOSKI KOŃCOWE

GAZ–SYSTEM służy niewątpliwie rozwojowi i budowie nowoczesnego i liberalnego rynku gazu w Polsce. Wszystkie zmiany dotyczące rozbudowy i przebudowy systemu przesyłowego, jak również nowa IRiESP, wychodzą naprzeciw oczekiwaniom podmiotów korzystających obecnie i zainteresowanych korzystaniem w przyszłości z polskiego systemu przesyłowego. Reorganizacja zasad funkcjonowania systemu przesyłowego ułatwi nowym spółkom obrotu zaistnienie na rynku, co z pewnością spowoduje wzrost konkurencji. Rozwój rynku gazu w Polsce zależy w znacznej mierze od nowoczesnego rozwoju GAZ–SYSTEMU. Polska jest krajem, w którym zużycie gazu na statystycznego mieszkańca jest niskie w porównaniu z innymi krajami Europy. Polski system musi się rozbudowywać, zwiększać swoją przepustowość, być systemem wielokierunkowym, tak aby nadążyć z możliwościami transportowymi za rosnącym zapotrzebowaniem na gaz. Uwzględniając dotychczasowe osiągnięcia spółki, można z całą pewnością stwierdzić, że GAZ–SYSTEM sprosta tym zadaniom.

Prof. dr hab. inż. Andrzej Osiaacz, Politechnika Warszawska, Zakład Systemów Ciepłowniczych i Gazowniczych.  
Rafał Wittmann, dyrektor Pionu Rozwoju w GAZ–SYSTEM S.A.

# Państwo jako właściciel i regulator sektora gazowego

**Andrzej Szczęśniak**

Ostatnie 10 lat historii polskiego sektora gazowego to bardzo ciekawy okres, a relacje państwa polskiego – jako właściciela i jednocześnie regulatora – z sektorem gazowym są kluczem do zrozumienia tego okresu. Ta dwoistość ról jest podstawowym czynnikiem kształtującym stan sektora gazowego, sytuację PGNiG i innych przedsiębiorstw oraz naszej pozycji wobec zagranicy.

## SŁABE PAŃSTWO

Na początek rzućmy okiem na stan państwa, by wiedzieć, kto decyduje o sektorze gazowym, w jakiej kondycji znajduje się właściciel i regulator. To wpływa bowiem na charakter jego działań (lub ich brak), rodzaj podejmowanych decyzji i skuteczność ich wdrożenia.

Dzisiaj nie ma już państwa jako jednolitego, suwerennego podmiotu, będącego monopolistą w obszarze swojego działania. To, z czym dzisiaj mamy do czynienia, to państwo słabe, nieefektywne, skonfliktowane wewnętrznie...

Najważniejsze są uwarunkowania zewnętrzne – polskie państwo, jak prawie wszystkie państwa na świecie, funkcjonuje w międzynarodowym porządku politycznym i instytucjonalnym świata zachodniego, który nas ogranicza i narzuca reguły gry. Powstał on po drugiej wojnie światowej, a my wkroczyliśmy weń prawie ćwierć wieku temu, a wydaje się, że nie zdołaliśmy jeszcze dobrze poznać jego reguł. W praktyce oznacza to ciągły wpływ i nacisk wielu instytucji międzynarodowych – od ONZ po Bank Światowy i Międzynarodowy Fundusz Walutowy. Także w sektorze gazowym – wystarczy spojrzeć w coroczne raporty z misji tych instytucji w Polsce, by wiedzieć, czego od nas oczekują. Podstawowym ich celem jest otwieranie rynków dla zagranicznych inwestorów,

wprowadzenie prawa zabezpieczającego te inwestycje i zyski z nich. Stąd nacisk na prywatyzację, a więc ograniczanie zakresu własności i roli państwa.

Wielkim wyzwaniem dla możliwości działania państwa jest Unia Europejska ze swoim *aquis communitaire*, czyli niewiarygodnie wysoką górą regulacji i przepisów, bardzo niejasno sformułowanych i możliwych do rozmaitego interpretowania. Bruksela zdecydowanie prze do osiągnięcia swoich celów, gwałtownie, grożąc nam już dzisiaj wprost karą finansowymi, cofnięciem dotacji, co odczuwamy też w sektorze gazowym. Jest to obecnie najmocniejsze i najskuteczniejsze źródło nacisków na państwo, gdyż UE ma narzędzia, których nie mają instytucje międzynarodowe – samodzielnie stanowi prawo i ma władzę sądowniczą. To elementy bardzo poważne, osłabiające siłę decyzyjną nas jako członka Unii Europejskiej.

Państwo jest także wewnątrz kraju ograniczane w swoich działaniach. Demokracja to skomplikowany zestaw reguł gry, które osłabiają decyzyjność i stawiają je pod pręgierzem wielu instytucji. Najistotniejsze są środki masowego przekazu, one skutecznie wpływają zarówno na państwo, jak i na przedsiębiorstwa.

Same wewnętrzne struktury władzy są źródłem konfliktów. Rozdzielenie kompetencji między ministerstwa Gospodarki i Skarbu Państwa nigdy dobrze

nie działało, a w zależności od aktywności kolejnego ministra są one przesuwane i wyrywane między tymi instytucjami. To stały element nieskuteczności rządu. Strukturalnym czynnikiem jest także opozycja, która wywiera presję polityczną na decyzje rządowe. Częste zmiany rządzących podważają skuteczność programowanych działań, gdyż różnice zdań o roli przedsiębiorstw i struktury sektora gazu są głębokie i trudne do uzyskania kompromisu. Podział na władzę i opozycję nie jest zresztą precyzyjny, nawet personalnie, gdyż władza miesza się z opozycją. Doradca premiera po 2007 r. pochodził wprost z obozu partii opozycyjnej, podobnie jak dzisiejszy główny geolog kraju. To prowadzi do wewnętrznych kontrowersji, paraliżujących skuteczne działanie.

Czynnikiem wewnętrznym jest także system gospodarczy, oparty na konsumpcji jako głównym czynnikiem wzrostu. To powoduje, że państwo – pod stałym naciskiem wyborców – musi zwiększać swoje wydatki, co prowadzi do zadłużenia, a to do konieczności sprzedaży majątku. Innym skutkiem tego uzależnienia państwa jest brak środków na poważne inwestycje infrastrukturalne, także w sektorze gazowym, z którego „wyciskane” są jak najlepsze warunki dla odbiorców, szczególnie tych najmniejszych.

Jak widać, państwo nie jest integralną strukturą, po której moglibyśmy spodziewać się racjonalnych i konsekwentnych zachowań, kierowanych interesem właściciela czy strategicznymi celami. Jest to raczej przestrzeń, w której toczy się ciągła wojna między wieloma graczami o małym lub większym natężeniu.

Wiedząc już, jak wygląda dominujący podmiot, oceńmy, jak spisuje się w dwóch podstawowych rolach, które dzisiaj pełni wobec sektora gazowego: regulatora i właściciela.

## PAŃSTWO JAKO REGULATOR

Urząd Regulacji Energetyki jest instytucją jednocześnie państwową i niezależną. Powstał na skutek wymogów Unii Europejskiej, by oddzielić zarządzanie energią od decyzji państwa, w Europie bowiem to państwa są najczęściej właścicielami sektora energii. Jego zadaniem jest wprowadzanie reguł konkurencji, które na tych rynkach zwykle nie działają, gdyż mamy do czynienia z naturalnymi monopolami, czyli sytuacją, gdy to jeden podmiot według praw ekonomii najlepiej zaspokaja potrzeby odbiorców. URE nie martwi się o kondycję przedsiębiorstw, szczególnie gdy są „monopolistami”. Głównym źródłem jego troski jest natomiast brak konkurencji w sektorze.

W Polsce jeszcze przed powstaniem URE doszło do pierwszego poważnego działania państwa jako regulatora. W marcu 1993 r. Urząd Antymonopolowy (dzisiejszy UOKiK) podjął decyzję o podziale PGNiG na wiele mniejszych jednostek, które miały zostać sprzedane. Decyzja nie została zrealizowana, jednak pokazała, że w instytucjach państwowych istnieje silny trend antywłaścicielski, przez co obniżyła poziom zaufania do państwa i jego zamiarów w sektorze gazowym na długie lata.

Obecnie mamy regulatora, który pomimo zewnętrznych ograniczeń, takich jak wieloletnie kontrakty *take-or-pay*, próbuje wszelkimi sposobami stworzyć praktycznie z niczego konkurencję, czyli „uwolnić rynek”. Uwolnić chyba od PGNiG, gdyż pomysły kolejnego dzielenia firmy na mniejsze części czy odebranie jej w programie *gas-release* 70% sprzedawanego gazu (ewenement na skalę europejską) czy w końcu najnowszy pomysł obowiązkowego skierowania na giełdę całości gazu dla przemysłu – mogą jednego z największych państwowych *blue chipów* zamienić w biuro pośrednictwa importowanego gazu i dostawcę subsydiowanego gazu do gospodarstw domowych.

Zwiększanie „niezależności regulatora” owocuje jeszcze mniejszą spoistością działań państwowych. Im silniejszy regulator, tym bardziej sprzeczna wewnętrznie i niespójna polityka. Tym więcej napięć między wymogami społecz-

nyimi (niskie ceny) i państwem jako właścicielem PGNiG, GAZ-SYSTEM, a z drugiej strony – europejskimi regułami gry, na których strażą stoi URE.

Jest to nieunikniony konflikt – właściciel dąży do dobra swojej własności, regulator ma za zadanie tworzyć warunki do konkurencji, czyli otworzyć wrota do rynku innym graczom.

## PAŃSTWO JAKO WŁAŚCICIEL

Właściciel kieruje się interesami ekonomicznymi, dąży do pomnażania swego majątku, odnoszenia z niego korzyści. Dla państwa podstawą powinien więc być efekt gospodarczy, sukces i rozwój jego przedsiębiorstw. Ma ono jednak duże problemy z tą oczywistą motywacją. Patrząc na liczbę i różnorodność projektów, które w ciągu dwudziestu lat przygotowały urzędy, uchwałił rząd, i najczęściej... w niewielkim stopniu realizował, można być pewnym, że polski sektor gazu nie ma właściciela, który ma strategicznie klarowny plan gry. Pomysły zmieniały się z programu na program, z których każdy miał inną wizję polskiego przedsiębiorstwa i rynku gazowego. Od zintegrowanej spółki, której chciano zagwarantować konkurencyjną pozycję na otwieranym europejskim rynku, do zbioru wydzielonych z firmy spółek, przygotowanych do sprzedaży. Oczywiście, sprzedaż jedynie inwestorom zagranicznym, więc państwo straciłoby także możliwość czerpania zysków, które byłyby konsolidowane poza granicami kraju, co przy naszym deficycie płatniczym jest bardzo ważne.

Z drugiej strony, politycy – jako zbiorowi właściciele – mają swoje cele, które są sprzeczne z interesami ich spółki. Stąd straty, jakie ona ponosi z powodu ciągłej „ucieczki ze Wschodu”, czyli zrywania więzi gospodarczych z Rosją. Jedyna umowa – „kontrakt stulecia”, która dawała ogromne atuty w ręce PGNiG, została wykonana jedynie w połowie. A i to wykonanie było zagrożone, skutkiem czego dzisiejsze dochody z tej umowy są znacznie niższe niż były możliwe. Do tego w ostatnich latach państwo podejmowało zdecydowane i twarde działania, które uderzały w zdolność firmy do konkurowania na kształtującym się wspólnym europejskim rynku. Z jednej strony, wysokie ceny rosyjskiego ga-

zu (skutek naszej polityki), a z drugiej – ogromne koszty importu LNG – i to wszystko przy jednoczesnym naporze na otwieranie rynku dla konkurentów. Upolityczniony program dywersyfikacji – czyli odwracania się od taniego gazu i możliwych korzyści z tranzytu – w kierunku kontraktów z egzotycznymi dostawcami, jest wyrazem realizacji przez państwo zobowiązań, które nie służą jego ekonomicznym podstawom.

Wszystko to w ramach polityki bezpieczeństwa energetycznego, jednak wykonywanego ze szkodą dla interesów gospodarczych. W dodatku, gdy przychodziło do zapewnienia ochrony inwestycji swojej firmy za granicą, to państwo okazywało się za słabe, by chronić interesy polskich inwestorów i kontrahentów, czego przykładem są próby inwestycji czy kontrakty z Ukrainą. Tam okazywało się, że muszą one ustępować przed zdecydowaniem drugiej strony, a właściciel nie potrafił zapewnić bezpieczeństwa swoim spółkom na terenie wcale nie tak przecież wrogim.

Jednak siła interesów i korzyści, jakie zapewnia państwu własność przedsiębiorstwa, jest na tyle duża, że pomimo wielu przeciwności państwo ciągle chce być właścicielem. Z pewnością gdyby nie nacisk ze wszystkich stron, swoje właścicielskie funkcje wykonywałoby lepiej. Jednak ostatnie wydarzenia w Bułgarii, gdzie wysokie ceny energii obaliły rząd, a także odwracanie kierunku zmian na Węgrzech – wskazują, że siła tych związków będzie się utrzymywała. Premier Tusk, dokonując spektakularnej obniżki rachunków gazowych dla mieszkańców (gest zupełnie niedoceniony przez medialną opinię publiczną) pokazał, że wie, jakie są reguły i zyski z tej gry.

Dlatego można się spodziewać, że stan opisanego wyżej rozdarcia państwa między tymi dwiema sprzecznymi funkcjami będzie trwał. Na tej samej zasadzie, na której – pomimo wielu programów, reorganizacji i powstawania nowych bytów – sytuacja w sektorze gazowym w swej istocie przez ostatnie 20 lat niewiele się zmieniła. Z podobnym procesem możemy mieć do czynienia jeszcze wiele lat.

**Autor jest niezależnym ekspertem rynku ropy i gazu, NaftaGaz.pl.**

# Refleksje na temat giełdy gazu

Wojciech Graczyk

Niniejszy artykuł jest punktem widzenia spółki obrotu energią elektryczną i gazem, która obecnie w Polsce nie zajmuje się działalnością w zakresie wprowadzenia energii/gazu do systemu. Nasza spółka-matka – RWE – dysponuje jednak sporym doświadczeniem w zakresie realizacji obowiązku sprzedaży energii na zorganizowanej platformie obrotu w Polsce i w zakresie programu uwolnienia rynku gazu za granicą.

W latach 2009–2010 przez Sejm, partie polityczne, korytarze ministerstw i media przetoczyła się dyskusja na temat zasadności wprowadzenia obliiga giełdowego na sprzedaż energii elektrycznej przez wytwórców. Argumenty „za” i „przeciw” były bardzo podobne do tych, jakie słyszymy przy okazji diskutowanego obliiga w zakresie sprzedaży gazu. Istotny był jednak podział na podmioty przeciwnie i wspierające tzw. obliigo giełdowe w przypadku energii elektrycznej: „za” byli przede wszystkim odbiorcy i spółki obrotu niezwiązane z dużymi grupami energetycznymi, dysponującymi znaczącymi udziałami w sektorze wytwarzania, „przeciw” były te właśnie duże grupy. Weryfikacja okazała się korzystna dla niemal wszystkich uczestników rynku w takim stopniu, że największy wytwórca energii elektrycznej w Polsce – grupa PGE S.A. – zdecydowała się na sprzedaż niemal całości wytworzonej energii przez giełdę i utworzenie własnego (finansowego) domu maklerskiego.

Najważniejsze korzyści z wprowadzenia w sierpniu 2010 r. tzw. obliiga giełdowego na rynku energii elektrycznej:

- ceny energii elektrycznej kształtowane są przede wszystkim przez rynek w wyniku wolnej, przejrzystej gry popytu i podaży, a nie w wyniku ustaleń pomiędzy spółkami z tej samej grupy kapitałowej,
- nastąpił bardziej równoprawny dostęp uczestników rynku do energii elek-

trycznej poprzez zagwarantowanie im jednakowych warunków udziału w obrocie giełdowym,

- nastąpiło urealnienie cen energii elektrycznej poprzez organizację dużej części hurtowego obrotu energią na rynku zorganizowanym od strony formalnej i prawnej, jakim jest giełda towarowa, nad którą nadzór sprawuje Komisja Nadzoru Finansowego, co eliminuje możliwość manipulacji cenami energii elektrycznej, mimo że na rynku tym funkcjonują podmioty o silnej pozycji rynkowej,
- nastąpiła zdecydowana poprawa transparentności obrotu energią elektryczną poprzez zagwarantowanie jednakowego dostępu do informacji, takich jak ceny energii oraz warunki uczestnictwa w obrocie energią,
- wykreowano indeksy rynkowe ułatwiające poszczególnym podmiotom, a zwłaszcza odbiorcom energii, podejmowanie decyzji biznesowych i planowanie strategiczne,
- nastąpiło zwiększenie pozycji i siły negocjacyjnej dużych odbiorców na rynku energii elektrycznej poprzez alternatywną możliwość zakupu energii bezpośrednio na płynnym rynku giełdowym.

W przypadku energii elektrycznej możemy więc mówić o pozytywnych efektach wprowadzenia tzw. obliiga giełdowego dla rozwoju rynku. W przypadku rynku gazu oczekiwanym efektem wprowadzenia obliiga byłoby w ogóle powsta-

nie rynku – dzisiaj jego istnienie jest iluzją. Nie istnieje ani rynek hurtowy, ani detaliczny. Odbiorca końcowy czy spółka obrotu nie mają żadnej swobody wyboru spośród ofert sprzedaży gazu, gdyż zasadniczo istnieje jedna oferta na całościową sprzedaż gazu dla większości – niemal 100% odbiorców. Jeśli więc chcemy, aby powstał rynek gazu, muszą nastąpić zdecydowane zmiany w postaci realizacji programu uwalniania gazu (ang. *Gas Release*), którego realizacja nastąpiłaby na rynku giełdowym bądź na innej platformie.

Grupa RWE ma doświadczenia w realizacji programu uwolnienia rynku gazu w Czechach, który od roku 2007 jest realizowany przez spółkę RWE Transgas, czeskiego odpowiednika PGNiG. W tym miejscu należy podkreślić, że rynek gazu w Czechach został zliberalizowany już w 2006 roku. Dla miejscowego regulatora skutki liberalizacji nie były jednak wystarczające. W wyniku porozumienia z organami regulacyjnymi spółka RWE Transgas zaoferowała 100% wolumenu rocznej sprzedaży gazu dla wszystkich spółek obrotu (wyłącznie!) na tych samych warunkach, na jakich sprzedawała gaz do własnych spółek sprzedaży detalicznej. Sprzedaż odbywała się za pośrednictwem własnej platformy sprzedaży RWE Transgas.

Formuła cenowa oferowanego gazu została ustalona z regulatorem, tworząc coś w rodzaju regulowanej ceny rynku hurtowego. Cena ta była ustalana co roku w sierpniu roku poprzedzającego rok dostawy, następnie wolumeny po tej cenie – w CZK lub w USD – były zgłaszane przez spółki obrotu w okresie wrzesień–październik. W alokacji nie brały udziału spółki sprzedaży detalicznej należące do grupy RWE Transgas, które zgłaszały swoje wolumeny do spółki handlu hurtowego RWE po zakończeniu alokacji. W przypadku przekroczenia w procesie alokacji całkowitego wolumenu sprzedaży gazu planowanego na kolejny rok przewidziana była procedura weryfikacji rzeczywistego sprzedania wolumenów przez spółki obrotu. Nigdy z niej nie skorzystano, gdyż nigdy taki przypadek nie nastąpił.

Oferowano produkt pasmowy i produkt sezonowy – na 100% planowanego wolumenu na kolejny rok i 70% planowanych wolumenów na kolejne dwa lata.

## INSTYTUT NAFTY I GAZU

Instytut Nafty i Gazu (INiG) jest instytutem badawczym, pracującym na potrzeby przemysłu naftowego i gazowniczego. INiG prowadzi badania na rzecz zrównoważonego zarządzania surowcami i paliwami węglowodorowymi oraz bezpieczeństwa energetycznego Polski. Od lat świadczy usługi dla przemysłu naftowego i gazowniczego m.in. w zakresie: oceny perspektyw poszukiwawczych ropy naftowej i gazu ziemnego, technologicznej oceny rop naftowych, kontroli jakości produktów naftowych, biokomponentów i ochrony środowiska.

## PION GAZOWNICTWA INSTYTUTU NAFTY I GAZU

Pion Gazownictwa Instytutu Nafty i Gazu jest jednym z czterech pionów wchodzących w skład struktury organizacyjnej INiG. Realizowane w tym pionie prace obejmują procesy związane z przesyłaniem, dystrybucją i użytkowaniem paliw gazowych, w szczególności:

- ocenę techniczną armatury gazowniczej i urządzeń pomiarowych;
- ocenę materiałów z tworzyw sztucznych stosowanych w gazownictwie;
- ocenę techniczną i jakościową urządzeń spalających paliwa węglowodorowe;
- ochronę środowiska w przemyśle naftowym i gazowniczym, w tym prace związane z inwentaryzacją emisji metanu;
- monitoring jakości paliw węglowodorowych, ze szczególnym uwzględnieniem monitoringu jakości gazu ziemnego w sieci dystrybucyjnej wraz z kontrolą nawonienia tego paliwa;
- oczyszczanie paliw gazowych;
- badania właściwości metrologicznych gazomierzy oraz przygotowanie ekspertyz w zakresie m.in. nielegalnego poboru gazu ziemnego i prawidłowości działania liczników gazowych.

Laboratoria badawcze posiadają Certyfikat Akredytacji Polskiego Centrum Akredytacji nr AB 041.

## CERTYFIKACJA

Biuro Certyfikacji INiG prowadzi działalność w zakresie certyfikacji obowiązkowej i dobrowolnej urządzeń gazowych, gazowo-elektrycznych, urządzeń pomiarowych oraz wyrobów budowlanych stosowanych w sieciach i instalacjach gazowych, a także systemów kominowych. Biuro Certyfikacji prowadzi również certyfikację Systemów Zarządzania Jakością na podstawie akredytacji Polskiego Centrum Akredytacji. Jest też jednostką notyfikowaną w UE (nr identyfikacyjny 1450), upoważnioną do prowadzenia procedur oceny zgodności z dyrektywami Unii Europejskiej nr:

- 2009/142/WE w sprawie zasadniczych wymagań dla urządzeń spalających paliwa gazowe (w pełnym zakresie);
- 92/42/EWG w sprawie zasadniczych wymagań dotyczących efektywności energetycznej nowych wodnych kotłów grzewczych (w pełnym zakresie);
- 89/106/EWG o wyrobach budowlanych, a od 1 lipca 2013 r. z rozporządzeniem nr 305/2011 (CPR) dot. wyrobów budowlanych;
- 2004/22/WE w sprawie zasadniczych wymagań dla przyrządów pomiarowych (w zakresie gazomierzy i przeliczników do gazomierzy);
- 97/23/EWG w sprawie zasadniczych wymagań dla urządzeń ciśnieniowych i zespołów urządzeń ciśnieniowych (dla I, II, III kategorii urządzeń);
- 2006/95/WE w sprawie zasadniczych wymagań dla sprzętu elektrycznego w zakresie kuchni i kuchenek elektrycznych, gazowo-elektrycznych oraz okapów kuchennych.

## APROBATY TECHNICZNE

Instytut Nafty i Gazu jest jednostką prawnie upoważnioną do udzielania aprobat technicznych na wyroby budowlane stosowane w sieciach i instalacjach paliw gazowych. Dział Aprobat Technicznych INiG prowadzi prace w zakresie weryfikacji wniosków o udzielenie aprobaty technicznej, opracowywania i wydawania nowych aprobat technicznych, rozszerzania zakresu wydanych aprobat, przedłużania terminu ich ważności, wycofywania z użycia aprobat, które utraciły ważność. Dział Aprobat Technicznych korzysta z doradztwa i opinii Komisji Aprobat Technicznych, złożonej z ekspertów branży gazowniczej.



INSTYTUT NAFTY I GAZU  
ul. Lubicz 25A, 31-503 Kraków  
tel.: +48 12 421 00 33  
fax: +48 12 430 38 85  
www.inig.pl office@inig.pl

Intencją czeskiego regulatora było wprowadzenie płynnego rynku gazu, zarówno hurtowego, jak i detalicznego, a także spowodowanie rzeczywistej konkurencji na rynku poprzez poziom marży oferowanej przez spółki obrotu. Korzyścią RWE z realizacji programu uwolnienia gazu było ustalenie z regulatorem ceny rynkowej handlu hurtowego – tym samym spółka uniknęła konfliktów w zakresie dopuszczalnej marży na rynku hurtowym.

Ponadto, RWE korzystała z faktu sprzedaży wolumenu gazu zakupionego w ramach zobowiązań importowych w formule „bierz lub płać”, co zdecydowanie zmniejszyło ryzyko spółki związane z procesem liberalizacji. Inne spółki obrotu pozyskały gaz na takich samych warunkach, jak spółki sprzedaży detalicznej RWE (tańszy niż z importu), klienci zaś swobodę wyboru sprzedawcy i możliwość optymalizacji ceny.

W mojej ocenie, podobne korzyści odnieśliby uczestnicy rynku gazu w Polsce w przypadku przeprowadzenia programu uwalniania gazu, również za pośrednictwem giełdy energii. Zapewne jednym z największych beneficjentów byłby sam PGNiG.

**Autor jest dyrektorem departamentu obsługi prawnej i zarządzania regulacjami w RWE Polska SA.**

## „Mały trójpak” czy „duży trójpak”

**Andrzej Schoeneich**

W pierwszym kwartale br. sejmowa podkomisja nadzwyczajna ds. rozpatrzenia poselskiego projektu ustawy o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” (PE) oraz niektórych innych ustaw, intensywnie (nawet do późnych godzin nocnych) pracowała nad kolejnymi wersjami nowelizacji PE – w celu uniknięcia kar pieniężnych, jakie grożą Polsce za niewdrożenie dyrektyw UE w zakresie elektroenergetyki, gazownictwa oraz odnawialnych źródeł energii (OZE). Obszerna (kilkudziesięciostronicowa) nowelizacja dotyczyła zarówno OZE, jak i gazownictwa – około 40 poprawek bądź nowych uregulowań, takich jak:

- obowiązek sprzedaży przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi nie mniej niż 70% gazu ziemnego (wysokometanowego) wprowadzanego w danym roku do sieci przesyłowej – na giełdach towarowych (na terytorium RP),
- obowiązek instalowania przez operatorów systemu przesyłowego lub operatorów systemu dystrybucyjnego (gazowego) u odbiorcy końcowego przyłączonego do jego sieci, zużywającego rocznie paliwa gazowe w ilości odpowiadającej nie mniej niż 13 MWh – liczników zdalnego odczytu (gazomierzy) w przypadku: 1) ponownej legalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego, 2) wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- wyłączenie czynności nabywania przez operatorów gazu ziemnego paliw gazowych od uczestników rynku dla potrzeb własnych (bilansowania systemów) z obowiązku stosowania przetargów w trybie przewidzianym przez prawo o zamówieniach publicznych.

- transpozycja dyrektyw dotyczących zasad rachunkowości, zgodnie z którymi przedsiębiorstwa energetyczne obowiązane będą prowadzić ewidencję księgową w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów, zysków i strat dla wykonywanych podstawowych działalności gospodarczych, a także w odniesieniu do grup odbiorców określonych w taryfie (ma to wyeliminować subsydiowanie skrośne).

Druk sejmowy 946 obejmuje wiele nowych uregulowań dotyczących statusu operatora przesyłowego (OGP). Na przykład zapewnienia niezależności tego operatora oraz wprowadzenia zasad przyznawania certyfikatu niezależności. Wprowadzono również wiele zapisów precyzujących pozycję operatorów systemów dystrybucyjnych.

Niestety, znacznie więcej postulatów zgłoszonych przez branżę gazowniczą nie znalazło uznania podkomisji. Dotyczyły one systemów wsparcia dla kogeneracji, podstawowych zasad rozliczania gazu ziemnego w jednostkach energetycznych, zbędnej nadregulacji (kolejne kompetencje URE i UDT) czy zmiany irracjonalnych przepisów dotyczących procedur uruchamiania zapasów obowiązkowych. W końcu marca br. te złe przepisy spowodowały, że PGNiG SA zmuszone było zakupić dodatkowe ilości gazu ponad maksymalne limity ustalone w kontrakcie jamałskim po cenach wyższych od obowiązującej taryfy, mimo że surowiec znajduje się w magazynach. Ustawa o zapasach określa harmonogram zwiększania zapasu obowiązkowego do poziomu odpowiadającego co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi gazu do kraju. Ten maksymalny poziom obowiązku wszedł w życie

1 października 2012 r. Jednocześnie ustawa wymaga, aby zapas obowiązkowy był przechowywany w instalacjach magazynowych, których parametry techniczne zapewniają możliwość dostarczenia ich całkowitej ilości do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni. Dla PGNiG SA ten obowiązek oznacza, że spółka jest zmuszona wyłączyć z możliwości bieżącego wykorzystania 1,2 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Zgodnie z przepisami ustawy, zapasy obowiązkowe mogą być uruchamiane dopiero po wykorzystaniu wszystkich środków rynkowych strony podaźowej i popytowej oraz po wprowadzeniu – zgodnie z planami – ograniczeń (co ostatecznie należy do kompetencji ministra gospodarki, który nie jest skłonny podejmować takich decyzji). Propozycje zmian tych procedur zlekceważono i można przewidywać powtórzenie tej sytuacji w kolejnym sezonie zimowym.

5 marca br. podkomisja zakończyła prace (pomimo nierozpatrzenia wielu pilnych postulatów) i złożyła sprawozdanie do sejmowej Komisji Gospodarki. Posiedzenie tej komisji dotychczas się nie odbyło (wg stanu na 8 kwietnia br.). 27 marca br. ukazał się lakoniczny komunikat MG, że Rada Ministrów pozytywnie odniosła się do projektu poselskiego (do sprawozdania podkomisji). W kolejnych dniach przedstawiciele parlamentu oraz rządu wygłaszali w tej sprawie różne opinie, m.in. że należy jak najszybciej powrócić do uchwalenia „dużego trójpaku” oraz tzw. ustawy wprowadzającej i zaniechać (zawiesić) prace nad „małym trójpakiem”. Wszystkie zainteresowane branże są już całkowicie zdezorientowane tymi sprzecznymi komunikatami.

**Autor jest przewodniczącym Zespołu ds. Prawa Gazowego przy IGG.**

## Chromatograf on-line typu NGC8206 do pomiarów składu gazu ziemnego

- pomiar składu gazu od C<sub>1</sub> do C<sub>10</sub>, azot, dwutlenek węgla
- detektor: TCD; Zasilanie: 12 V DC
- czterostrumieniowy
- certyfikat do strefy zagrożonej wybuchem ATEX Z1, II 2G, Eex d IIB+H2 T6
- pełny dostęp do wszystkich parametrów urządzenia, możliwość lokalnej konfiguracji pomiarów
- komunikacja: Modbus i TCP/IP
- oprogramowanie PCCU do zaawansowanej konfiguracji i zbierania danych
- opiniowany pozytywnie przez Centralne Laboratorium P.G.N. i G.



## Chromatograf firmy Axel Semrau ODOR-Line wersja PC

- do oznaczania THT, merkaptanów i/lub związków siarki w gazie ziemnym
- praca na zasadzie wypełnionej, podgrzewanej kolumny rozdzielczej wolnej od zakłóceń
- wyprodukowany zgodnie z normą DIN 51855/ ISO 19739



## FLUKE Europe B.V.

- kalibratory temperatury, ciśnienia oraz wielkości elektrycznych w wykonaniu iskrobezpiecznym
- kamery termowizyjne oraz analizatory jakości energii 1 i 3 fazowe



## Rejestratory mechaniczne i elektroniczne firmy Paul Wegener

- rejestracja ciśnienia i temperatury oraz innych wielkości fizycznych
- rejestratory elektroniczne z certyfikatem ATEX do strefy Z1 i Z2
- zestawy dedykowane do prób ciśnieniowych



## Manometry cyfrowe i przetworniki ciśnienia firmy KELLER

- precyzyjny pomiar ciśnienia w zakresach od 3 kPa do 1000 bar z wysoką dokładnością 0,1% zakresu
- certyfikat do strefy zagrożonej wybuchem ATEX

## Manometry firmy WIKA

- manometry puszkowe do pomiaru niskich ciśnień, manometry przemysłowe, manometry kwasoodporne, manometry kontrolne klasy 0,6
- termometry bimetaliczne
- akcesoria do manometrów w tym zawory manometryczne



**MERAZET S.A.**

ul. J. Krauthofera 36, 60-203 Poznań; tel. 61 8644 600, fax 61 8651 933

www.merazet.pl e-mail: automatyka@merazet.pl



Od 2008 r. firma **Gascontrol Polska Sp. z o.o.** prowadzi samodzielną działalność na polskim rynku, ale nasza historia sięga dalej – wcześniej występowaliśmy jako przedstawiciel czeskiej firmy Gascontrol Spolecnost s.r.o. Bazując na tym doświadczeniu, dziś możemy zaoferować Państwu realizację następujących usług:

#### **W zakresie sieci gazowych:**

- budowę, remonty i modernizację sieci gazowych wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia (stal oraz polietylen),
- budowę, remonty i modernizację stacji gazowych (redukcyjnych oraz pomiarowych) wysokiego i średniego ciśnienia oraz układów zaporowych,
- prace specjalistyczne na gazociągach wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia:
  - włączenia hermetyczne w technologii T.D.Williamson,
  - wstrzymania przepływu,
  - zasilenie awaryjne gazem ziemnym z cysterny CNG,LNG,
- instalacje czynnej ochrony antykorozyjnej gazociągów stalowych,
- nawianialnie wtryskowe dla gazociągów średniego i wysokiego ciśnienia,
- budowę małych i dużych stacji CNG,
- ekspresowe usuwanie zagrożeń awaryjnych na gazociągach metodą T.D.W.

#### **W zakresie sieci wodociągowych i kanalizacyjnych:**

- budowę, remonty i modernizację sieci wodociągowych, kanalizacyjnych (stalowe oraz PE) oraz cieków melioracyjnych,
- prace specjalistyczne na rurociągach (włączenia hermetyczne w technologii T.D.Williamson, zatrzymania przepływu),
- instalacje czynnej ochrony antykorozyjnej rurociągów stalowych.

#### **W zakresie budownictwa inżynierskiego:**

- tunele przełazowe (ochronne) dla rurociągów,
- przepusty, ścianki wodoszczelne (larseny) oraz inne konstrukcje.

#### **W zakresie dostaw:**

- rury stalowe do budowy rurociągów, jak również konstrukcyjne,
- elementy gięte:
  - łuki gięte indukcyjne (lub na zimno) do budowy rurociągów,
  - elementy gięte konstrukcji mostowych, hal oraz wiat i zadaszeń,
- mikroturbiny i silniki kogeneracyjne,
- budowę biogazowni i realizację projektów kogeneracyjnych (mikroturbiny, silniki gazowe).

#### **Ponadto, firma Gascontrol jest także producentem następujących urządzeń:**

- nawianialni wtryskowych OSGC,
- stacji ochrony katodowej,
- turbin rozprężnych – Turboekspander,
- agregatów gazowo-prądotwórczych.





Firma GASCONTROL POLSKA Sp. z o.o. realizuje kompletne usługi metodą bezpostojową w technologii T.D.Williamson na gazociągach w/c, ś/c, n/c.

Metoda ta ma wiele zastosowań, jak na przykład:

- eliminacja zagrożeń i awarii powstałych na gazociągach,
- przełączanie oraz włączenie nowych i remontowanych punktów pomiarowych, stacji redukcyjno-pomiarowych do istniejących sieci gazowych,
- wykonanie obiegowania tymczasowego (*by-passu*) na czas wykonania włączeń remontowanych obiektów gazowych,
- budowa nowych oraz wymiana starych obiektów na czynnych gazociągach (zespołów zaporowo-upustowych, odwadniaczy itd.),
- podłączenie obiektów gazowych (tłocznie, węzły rozdzielcze gazu, węzły pomiarowe),
- wymiana uszkodzonych elementów rurociągów.

Przy zastosowaniu metody hermetycznej możliwe jest wykonanie prac przy pełnym ciśnieniu eksploatacyjnym na rurociągach o średnicy od DN50 do DN1200 n/c, s/c, w/c. Zakres:

- przewiercenie rurociągu,
- jednostronne zamknięcie rurociągu,
- dwustronne zamknięcie rurociągu,
- jednostronne zamknięcie rurociągu z tymczasowym obiegiem technologicznym (*by-passem*),
- dwustronne zamknięcie rurociągu z tymczasowym obiegiem technologicznym (*by-passem*).

Zalety prowadzenia prac metodą T.D.Williamson:

- bezpieczeństwo dostawy gazu dla finalnego odbiorcy,
- zminimalizowanie strat gazu podczas odgazowania,
- możliwość powtórnego wykorzystania przyspawanych wcześniej kształtek do ponownego zatrzymywania przepływu gazu,
- wyeliminowanie konieczności prowadzenia prac tylko w okresach zmniejszonego zapotrzebowania na gaz,
- ochrona środowiska.

dokończenie ze str. 7

• **2 stycznia br.** uruchomione zostało wydobywanie ropy i gazu ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. PGNiG posiada 11,92% udziałów w złożu, a jego operatorem jest BP. W ten sposób PGNiG stało się pierwszą polską spółką ze znaczącym wydobywaniem ropy i gazu w ramach międzynarodowego projektu. To również pierwszy morski projekt wydobywczy PGNiG.

Wydobywanie PGNiG w Norwegii wyniesie w 2013 roku ok. 370 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami oraz ok. 0,3 mld m<sup>3</sup> gazu. W 2014 roku planuje się wzrost wydobycia, ponieważ I kwartał 2013 wykorzystany będzie do rozruchu produkcji i sekwencyjnego włączania poszczególnych odwiertów do eksploatacji.

## GASLINE

Bezpieczna Linia Gazowa

Oferujemy wyroby naszej produkcji!

1. Zgrzewarki Elektrooporowe  
GASLINE  
ZRG - MT

PROSTA OBSŁUGA

WYSOKA JAKOŚĆ



2. Zaciski do rur PE  
0-63, 0-110, 0-180

NIEZAWODNE  
FUNKCJONOWANIE



3. System SIMPLY 50  
Trójniki do włączeń  
pod ciśnieniem

PROFESJONALNE  
WYKONANIE

JASNE DZIAŁANIE



4. Połączenia PE/stal  
(w tym PE100 RC)

NAJWYŻSZA KLASA



Posiadamy niezbędne  
Aprobaty Techniczne  
INiG Kraków !!!

F.H.P.U. GASLINE  
33-111 Koszyce Wielkie k/Tarnowa  
ul. Kryształowa 184b  
e-mail: gasline@gmail.com

Tel./fax. (14)634-05-70

### Do Izby Gospodarczej Gazownictwa w I kwartale 2013 r. przystąpiły:

1. **GEOINVIREX-APRT Sp. z o.o.**, z siedzibą w Warszawie przy ul. Baletowej 30. Firma zatrudnia 6 osób. i prowadzi badania nieinwazyjne, naprawy izolacji rurociągów podziemnych, naprawy ubytków ścianki rury przewodowej, projektowanie i wykonawstwo elektrochemicznej ochrony rurociągów podziemnych, profilowania i sondowania geoelektryczne ([www.geoinvirex.pl](http://www.geoinvirex.pl))
2. **PGNiG TERMIKA SA** z siedzibą w Warszawie przy ul. Modlińskiej 15. Firma zatrudnia ok. 1100 osób i prowadzi działalność związaną z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepłej w skojarzeniu ([www.termika.pgnig.pl](http://www.termika.pgnig.pl))
3. **„PLAST-BUD” Zofia i Kazimierz Olszewscy spółka jawna** z siedzibą w Ciechanowie przy ul. Bielińskiej 2. Firma zatrudnia ok. 50 osób. Specjalizuje się w dystrybucji materiałów do budowy sieci infrastrukturalnych: wodnych, gazowych, kanalizacyjnych, telekomunikacyjnych oraz drogowych [rury gazowe PE-100 (RC), kształtki elektrooporowe, kształtki segmentowe, zasuwki gazowe itp.] ([www.plast-bud.com](http://www.plast-bud.com))
4. **RAS POLAND spółka z ograniczoną odpowiedzialnością** z siedzibą w Warszawie przy ul. Miodowej 4. Firma zatrudnia 7 osób. Wykonuje ciśnieniowe próby hydrauliczne i pneumatyczne rurociągów, próby specjalne – stresowe, prowadzi czyszczenie rurociągów, kalibrację rurociągów, osuszanie rurociągów, poszukuje nieszczelności i niedrożności w rurociągach, projektuje próby ciśnieniowe, inspekcje rurociągów tzw. inteligentnymi tłokami, prowadzi usługi doradcze ([www.ras-poland.pl](http://www.ras-poland.pl))
5. **TASTA Armatura sp. z o.o.** z siedzibą w Stalowej Woli przy ul. W. Grabskiego 38. Firma zatrudnia ok. 100 osób, zajmuje się produkcją i handlem elementami stalowymi rurociągów przemysłowych: kołnierze różnych typów, kolana, łuki, zwężki, trójniki, dna, rury, kształtki żeliwne ([www.tasta.com.pl](http://www.tasta.com.pl))

• **2 stycznia br.** Jarosław Niewierowicz jest pierwszym Polakiem w litewskim rządzie. Przed objęciem stanowiska ministra energetyki J. Niewierowicz, absolwent Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, od 2008 roku był prezesem zarządu polsko-litewskiej spółki LitPol Link, realizującej projekt budowy mostu energetycznego między Polską a Litwą.

• **20 grudnia 2012 r.** odbyła się ceremonia otwarcia Giełdy Gazu, działającej w ramach Towarowej Giełdy Energii. Według informacji TGE z 29 marca br., od uruchomienia rynku gazu zawarto na nim 139 transakcji, a całkowita wartość obrotów w pierwszym kwartale na obu rynkach (terminowym RTTg i spot RDNg) wyniosła prawie 180 tys. MWh. – *Łączna liczba transakcji jest zadowalająca. Wolumen jest, co prawda, niewielki, jeśli porównamy go z obrotami na rynku energii, jednak biorąc pod uwagę ilość dostępnego surowca nieobjętego kontraktami, możemy powiedzieć, że jest bardzo dobrze* – powiedział Ireneusz Łazor, prezes TGE.

## Kompetentny partner. Sprawdzone produkty

Oto niektóre z nich...



MBX®  
Bristle Blaster

### MBX® Bristle Blaster

Ręczna elektryczna/pneumatyczna czyszczarka powierzchni SA 2 ½, chropowatość 100 µm.

Czyszczarka szczotkowa MBX usuwa rdzę ze skutecznością osiągalną tylko przy śrutowaniu.



ELMED ISOTEST®

### ELMED ISOTEST®

Poroskop do nieniszczących badań szczelności powłok izolacyjnych wysokim napięciem 0,5 ÷ 35 kV. Badania poroskopowe są niezastąpioną metodą kontroli dobrego wykonania powłok ochronnych rurociągów, zbiorników, kontenerów i innych obiektów, nawet całkowicie izolowanych.



Chromatech

### Chromatech

Przenośny chromatograf przeznaczony do pomiaru i analizy substancji zapachowych w gazie. Łatwy w obsłudze, nie wymaga gazów testowych. Umożliwia drukowanie chromatogramu oraz wyników pomiaru na miejscu poboru próbki.



Protheo IR

### Protheo IR

Laserowy, selektywny system detekcji przecieków gazu. System ten przeznaczony jest do instalowania na samochodach i innych pojazdach. Do obsługi systemu wystarczy jedna osoba.

### Odorgas

Przenośne urządzenie przeznaczone do pomiaru stężenia nawianiacza. Aparat jest bardzo lekki, łatwy w użyciu. Wykrywane substancje zapachowe to THT, TBM. Czas zerowania – około 1 minuty. Wewnętrzna pamięć – rejestracja pomiarów.



Odorgas

Serdecznie zapraszamy do odwiedzenia naszego stoiska nr E-34 podczas targów EXPO-GAS w Kielcach w dniach 17-18 04.2013

„ARMATECH” Sp. z o.o.

ul. Marsa 56b, 04-242 Warszawa, tel. +48 22 54 52 800, fax. +48 22 54 52 888

armatech@armatech.com.pl, www.armatech.com.pl



producent zaawansowanej elektroniki przemysłowej



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

**NOWE** wyzwania  
technologie